

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



ESTRATÉGIA DE OPTIMIZAÇÃO DO SISTEMA IBÉRICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA COM GRANDE PENETRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

DIOGO SOARES BRANCO DE SUCENA BOTELHO

Dissertação de Mestrado

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

2012

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



ESTRATÉGIA DE OPTIMIZAÇÃO DO SISTEMA IBÉRICO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA COM GRANDE PENETRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

DIOGO SOARES BRANCO DE SUCENA BOTELHO

Dissertação orientada pelo

Professor Doutor João Serra

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

2012

Agradecimentos

Gostaria de agradecer ao prof João Serra, pela oportunidade que me proporcionou ao permitir a realização deste trabalho num tema tão interessante como este, assim como todo o auxílio prestado durante a realização do mesmo. Ainda gostava de acrescentar a ajuda que o prof Paulo Costa do LNEG me deu, ao enviar o mapa de recurso eólico da Península Ibérica e outras ajudas pontuais referentes ao recurso eólico.

Gostaria também de acrescentar um agradecimento a toda a minha família, cujo apoio foi fundamental para a realização deste trabalho e durante todos os anos, e principalmente à minha mãe que me ajudou desde o início do curso, à minha avó que me aturou durante os últimos tempos e ao meu tio Paulo por ter ajudado na revisão do trabalho.

Por fim, gostaria de agradecer a todos os meus colegas e amigos que sempre interessados no trabalho que fui desenvolvendo me ajudaram a levar este trabalho a bom termo. Não é preciso especificar que eles sabem quem são...

Abstract

This work intends to analyse the electricity sector of the Iberic Peninsula and it's possible evolution until 2050, regarding the production of electricity from renewable sources. A description of the actual production system is present and the solar and wind resources are characterized, addressing ways to deal with the variability of the energy resources, with special focus onto the concept of Virtual Power Plant. Chosen the tool that best adapts to the study, the EnergyPLAN was used to model the iberic system. From the final simulation results, it predicts that in 2020 the renewable systems in the production system will produce 60,26% of the electricity demand. For 2050, data information regarding the evolution of the chosen technologies, was used to simulate several scenarios, with the assumption that the final production from the system had to match the demand at the end of the year. From this simulation of a 100% renewable system, obtained prices for the generation of electricity range between 0,0413€/kWh and 0,0293€/kWh, depending the choosen optimization.

Keywords: Electricity production system, renewable resources, EnergyPLAN, 100% renewable system.

Resumo

Este trabalho pretende analisar o sector eléctrico da Península Ibérica e sua possível evolução até 2050, no que diz respeito à produção de electricidade a partir de fontes renováveis. É feita a descrição do sistema produtor actual e são caracterizados os recursos eólicos e solar, abordando as maneiras de lidar com a variabilidade destes recursos energéticos, com especial foco no conceito de *Virtual Power Plant*. Escolhida a ferramenta que melhor se adapta ao estudo, o EnergyPLAN, foi modelado o sistema ibérico. Dos resultados finais das simulações realizadas, prevê-se que em 2020 os sistemas renováveis do sistema electroprodutor produzam cerca de 60,26% da electricidade consumida. Para 2050 incluíram-se dados sobre o avanço das tecnologias escolhidas, sendo simulados vários cenários, com a principal premissa de que a produção ao final do ano teria de ser igual ao consumo no final do ano. Destas simulações para um sistema 100% renovável, obtiveram-se preços de produção de electricidade entre 0,0413€/kWh e 0,0293€/kWh, consoante a optimização escolhida.

Palavras-chave: Sistema electroprodutor, recursos renováveis, EnergyPLAN, sistema 100% renovável.

Índice

Agradecimentos.....	iii
Abstract.....	iv
Resumo.....	v
Lista de tabelas.....	ix
Lista de figuras.....	x
Lista de abreviatura.....	xiii
1. Introdução.....	1
2. Caracterização do sistema electroprodutor ibérico.....	5
2.1 Sistema electroprodutor.....	5
2.1.1 Sistema actual.....	5
2.1.2 Sistema futuro.....	7
2.2 Sistema de transmissão.....	7
2.2.1 Sistema Actual.....	7
2.2.2 Sistema futuro.....	8
3. Caracterização dos recursos	9
3.1 Variabilidade no tempo	9
3.1.1 Vento	9
3.1.2 Sol.....	12
3.2 Variabilidade no espaço	13
3.2.1 Vento	13
3.2.2 Sol.....	14
4. Estratégias para lidar com a variabilidade.....	16
4.1 Previsão	16
4.2 Disseminação no espaço.....	17
4.3 Armazenamento.....	21
4.3.1 Barragens com bombagem	23
4.3.2 <i>Flywheels</i>	24

4.3.3	CAES.....	24
4.3.4	Baterias.....	25
4.4	Complementariedade dos recursos	26
4.5	Smart-grids/Cargas flexíveis	26
4.6	Hidrogénio.....	27
4.7	<i>Virtual Power Plants</i>	27
4.7.1	Conceito.....	27
4.7.2	Aplicação à Península Ibérica	28
5.	Energy Plan	29
5.1	Introdução.....	29
5.2	Funcionamento	29
5.2.1	Lógica de funcionamento do programa	31
6.	Modelação do sistema Ibérico	33
6.1	Validação do programa	33
6.2	O ano de 2011.....	35
6.3	Outras alterações	35
7.	Resultados	38
7.1	O sistema em 2020	38
7.2	O sistema em 2050	40
7.2.1	Cenário 1	43
7.2.2	Cenário 2	46
7.2.3	Cenário 3	48
7.3	Optimizações.....	50
7.3.1	Cenário 1	51
7.3.2	Cenário 2	53
7.3.3	Cenário 3	54
8.	Conclusão.....	58
9.	Bibliografia.....	60
10.	Anexo A – Janelas do EnergyPLAN	63

11.	Anexo B – Resultados das simulações	70
12.	Anexo C – Resultados da simulações.....	76

Lista de tabelas

Tabela 1 - Dependência de importação de vários combustíveis de 1995 a 2010 [6].....	3
Tabela 2- Potência instalada e produção das tecnologias térmicas em 2011	5
Tabela 3 - Potência instalada e produção da energia nuclear nuclear em 2011	6
Tabela 4 - Potência instalada e produção da energia hídrica em 2011	6
Tabela 5 - Potência instalada e produção da energia eólica em 2011	6
Tabela 6 - Potência instalada e produção da energia fotovoltaica em 2011	6
Tabela 7 - Potência instalada e produção da energia solar térmica em 2011	6
Tabela 8 – Regimes de aplicação de armazenamento de energia e suas aplicações [36].....	21
Tabela 9 – Comparação entre a média do consumo real e consumo calculado pelo EnergyPLAN para Portugal em 2011	34
Tabela 10 - Comparação entre produção real e produção calculada pelo EnergyPLAN para a Península Ibérica em 2011	34
Tabela 11 – Constituição dos sistemas renováveis do sistema electroprodutor na Península Ibérica em 2020.....	38
Tabela 12 – Variação da eficiência e custo das várias tecnologias entre 2011 e 2050.....	41
Tabela 13 – Variação do custo de investimento, e custos de O&M e tempo de vida útil das tecnologias	43
Tabela 14 - Tabela optimização do Cenário 1	51
Tabela 15 - Tabela optimização do Cenário 2.....	53
Tabela 16 - Tabela optimização do Cenário 3.....	54
Tabela 17 - Resultados da simulações do cenário 1 configuração <i>offshore</i>	76
Tabela 18 - Resultados da simulações do cenário 1 configuração PV	77
Tabela 19 - Resultados da simulações do cenário 2 configuração <i>offshore</i>	78
Tabela 20 - Resultados da simulações do cenário 2 configuração PV	79
Tabela 21 - Resultados da simulações do cenário 3 configuração <i>offshore</i>	80
Tabela 22 - Resultados da simulações do cenário 3 configuração PV	81

Lista de figuras

Fig. 1 – Estimativa da evolução do consumo energético por habitante ao longo de várias épocas [1] ...	1
Fig. 2 - Fornecimento de energia primária no mundo, de 1971 a 2009 por combustível (Mtoe) [2]	2
Fig. 3 – Fornecimento de energia primária em 2009 no mundo [4]	2
Fig. 4 – Variação do custo do petróleo, gás natural e electricidade [7]	3
Fig. 5 – Fornecimento de energia primária nos países de OCDE em 2009 [2]	4
Fig. 6 – Mapa do sistema de transmissão ibérico [15]	8
Fig. 8 – Velocidade do vento ao longo do tempo [22]	10
Fig. 7 - Espectro de energia do vento apresentado por Van der Hoven [20]	10
Fig. 9 - Gráfico velocidade do vento ao longo de 24 horas, no Verão, em Lisboa [23]	11
Fig. 10 – Variação da intensidade da radiação ao longo do dia, para um dia com pouca nebulosidade [25]	12
Fig. 11 Variação da intensidade da radiação ao longo do dia, para um dia com muita nebulosidade [25]	13
Fig. 12- Mapa da intensidade do vento na Península Ibérica [m/s] [20]	14
Fig. 13 – Mapa da insolação global total anual na Europa [26]	15
Fig. 14 – Variação do erro de previsão da velocidade do vento em relação ao tempo [28]	16
Fig. 15 – Variação do erro de previsão ao longo do tempo [31]	17
Fig. 16 – Diminuição do erro de previsão agregada de várias centrais devido a efeitos de suavização espacial [31]	18
Fig. 17 – Variação do erro médio de produção em relação ao número de turbinas interconectadas [34]	19
Fig. 18 – Variação do número de horas de produção a uma determinada potência para vários locais no EUA [34]	19
Fig. 19 - Variação do número de horas de produção a uma determinada potência para vários locais na Escandinávia [29]	20
Fig. 20 – Variação da irradiância ao longo do dia, em um ou vários locais [35]	20
Fig. 21 – Desvio da variabilidade de produção em relação do número de sistemas interconectados [35]	21
Fig. 22- Activação de reservas de energia e controlo de frequência do sistema de energia em função do tempo, quando uma grande central é desligada do sistema de produção [29]	22
Fig. 23 – Aplicação de várias tecnologias de armazenamento [36]	23
Fig. 24 – Esquema de uma central hídrica com sistema de bombeamento [37]	24
Fig. 25 – Esquema de uma central de CAES [40]	25
Fig. 26 - Operação electroquímica de uma bateria. [41]	25
Fig. 27 – Várias formas de cargas flexíveis [42]	26
Fig. 28 – Mapa da distribuição das várias centrais [46]	28
Fig. 29 – Esquema de funcionamento do EnergyPLAN	30

Fig. 30 - Passos fundamentais utilizados pelo programa [48]	31
Fig. 31 – Variação da produção para Factor de correcção de 0 e 0,8 [48]	36
Fig. 32- Produção de electricidade num dia típico de Verão.....	39
Fig. 33 - Produção de electricidade num dia típico de Inverno	39
Fig. 34 - Produção de electricidade num dia típico de meia-estação	39
Fig. 35 - Balanço de energia num sistema com baixa capacidade de transmissão	40
Fig. 36- Consumo e exportação num dia com baixa radiação.....	43
Fig. 37 - Consumo e exportação num dia com elevada radiação	44
Fig. 39 - Produção do sistema na configuração com PV, para um dia de Inverno	44
Fig. 38 - Produção do sistema na configuração com eólico <i>offshore</i> , para um dia de Inverno	44
Fig. 40 - Produção do sistema na configuração com eólico <i>offshore</i> , para um dia de meia-estação.....	45
Fig. 41 - Produção do sistema na configuração com PV, para um dia de meia-estação	45
Fig. 43- Produção do sistema na configuração com PV, para um dia de Verão	45
Fig. 42 - Produção do sistema na configuração com eólico <i>offshore</i> , para um dia de Verão.....	45
Fig. 44 - Variação do custo em relação ao aumento da potência instalada	46
Fig. 45 - Produção do sistema num dia aleatório	46
Fig. 46 - Produção do sistema na configuração com eólico <i>offshore</i> , para um dia de Inverno	47
Fig. 49 - Produção do sistema na configuração com PV, para um dia de meia-estação	47
Fig. 48 - Produção do sistema na configuração com com eólico <i>offshore</i> , para um dia de meia-estação	47
Fig. 47 - Produção do sistema na configuração com PV, para um dia de Inverno.....	47
Fig. 51 - Produção do sistema na configuração com PV, para um dia de Verão	47
Fig. 50 - Produção do sistema na configuração com eólico <i>offshore</i> , para um dia de Verão.....	47
Fig. 52 - Variação do custo da electricidade em relação ao aumento da potência instalada	48
Fig. 54 - Produção do sistema na configuração PV, para um dia de Inverno.....	49
Fig. 53 - Produção do sistema na configuração com eólico <i>offshore</i> , para um dia de Inverno	49
Fig. 56 - Produção do sistema na configuração PV, para um dia de meia-estação	49
Fig. 55 - Produção do sistema na configuração com com eólico <i>offshore</i> , para um dia de meia-estação	49
Fig. 57 - Produção do sistema na configuração com eólico <i>offshore</i> , para um dia de Verão.....	49
Fig. 58 - Produção do sistema na configuração com eólico <i>offshore</i> , para um dia de Verão	49
Fig. 59 - Variação do custo em relação ao aumento da potência instalada	50
Fig. 60 - Representação gráfica da tabela 14.....	52
Fig. 61 - Variação do custo da electricidade em relação à penetração de PV no sistema para o Cenário 1	52
Fig. 62 - Representação gráfica da tabela 15.....	53
Fig. 63 - Variação do custo da electricidade em relação à penetração de PV no sistema para o Cenário 2	54

Fig. 64 - Representação gráfica da tabela 16.....	55
Fig. 65 - Variação do custo da electricidade em relação à penetração de PV no sistema para o Cenário 3.....	55
Fig. 66 - Custos das várias optimizações em relação à penetração do PV	56
Fig. 67 - Produção do sistema na configuração com 40% de PV, para um dia aleatório.....	56
Fig. 68 - Produção do sistema na configuração com 50% de PV, para um dia aleatório.....	56
Fig. 69 - Produção do sistema na configuração com 60% de PV, para um dia aleatório.....	57
Fig. 70 - Produção do sistema na configuração com 70% de PV, para um dia aleatório.....	57
Fig. 71 – Janela para o cenário 2020	63
Fig. 72 - Janela para o cenário 1 configuração <i>Offshore</i>	64
Fig. 73 - Janela para o cenário 1 configuração PV	65
Fig. 74 - Janela para o cenário 2 configuração <i>Offshore</i>	66
Fig. 75 - Janela para o cenário 2 configuração PV	67
Fig. 76 - Janela para o cenário 3 configuração <i>Offshore</i>	68
Fig. 77 - Janela para o cenário 3 configuração PV	69
Fig. 78 - Resultado da simulação do cenário 1 configuração <i>offshore</i>	70
Fig. 79 - Resultado da simulação do cenário 1 configuração PV	71
Fig. 80 - Resultado da simulação do cenário 2 configuração <i>Offshore</i>	72
Fig. 81 - Resultado da simulação do cenário 2 configuração PV	73
Fig. 82 - Resultado da simulação do cenário 3 configuração <i>Offshore</i>	74
Fig. 83 - Resultado da simulação do cenário 3 configuração PV	75

Lista de abreviaturas

APE – Avaliação de Potencial Eólico

CAES - *Compressed Air Energy Storage*

CEEP - *Critical Excess Electricity Production*

CSP – *Concentrated Solar Power*

EEEP - *Exportable Excess Electricity Production*

O&M – Operação e Manutenção

PV – Fotovoltaico

REE - Rede Eléctrica de Espanha

REN – Rede Eléctrica Nacional

TSO – Operadores de sistemas eléctricos

UE – União Europeia

1. Introdução

A energia faz parte das nossas vidas, mesmo que não notemos. Desde o início da civilização humana, a quantidade e a forma como utilizamos a energia foi variando. Como podemos observar na Figura 1, no início a energia utilizada pelo Homem era exclusivamente destinada à sua alimentação. Com a descoberta do fogo tivemos a primeira alteração na quantidade e forma de como a energia era utilizada, pois o fogo serviu durante muitos séculos a única forma que o Homem dispunha para produzir calor e iluminação. O salto seguinte foi quando o Homem deixou a sua vida de nómada e começou a fixar-se em várias regiões do globo para realizar a agricultura. Neste momento, a energia que era necessária a cada cidadão aumentou, pois o Homem começou a utilizar o trabalho de animais para seu proveito, com por exemplo, para cultivar a terra. Com a evolução da tecnologia existente, tivemos outro progresso no consumo energético da humanidade, quando esta começou a utilizar outros recursos proveito. Nasceram assim os primeiro aproveitamento éólicos e hídricos.

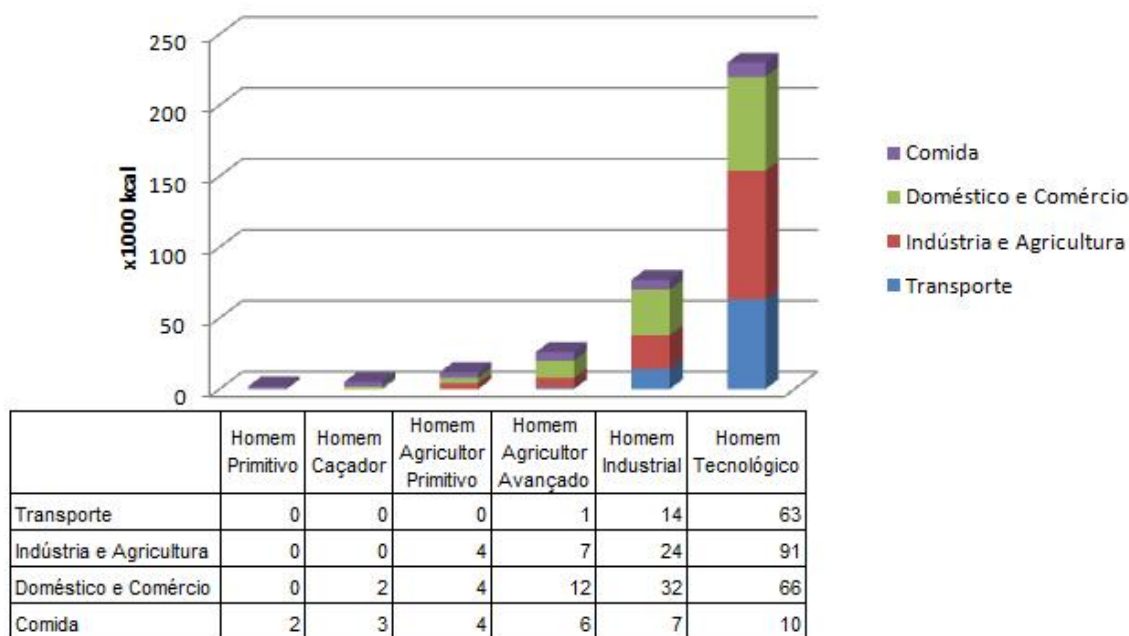


Fig. 1 – Estimativa da evolução do consumo energético por habitante ao longo de várias épocas [1]

Chegamos então à principal época que revolucionou a maneira como consumimos energia: a Revolução Industrial. Com a invenção da máquina a vapor, a quantidade de energia utilizada pelo Homem aumentou três vezes, pois esta invenção permitiu que as sociedades utilizassem recursos energéticos que estavam armazenados na Terra: carvão, petróleo e gás natural. Pouco mais de dois séculos depois desta revolução, chegamos aos dias de hoje, onde a consumo de energia continua a aumentar todos os anos, como podemos observar na Figura 2.

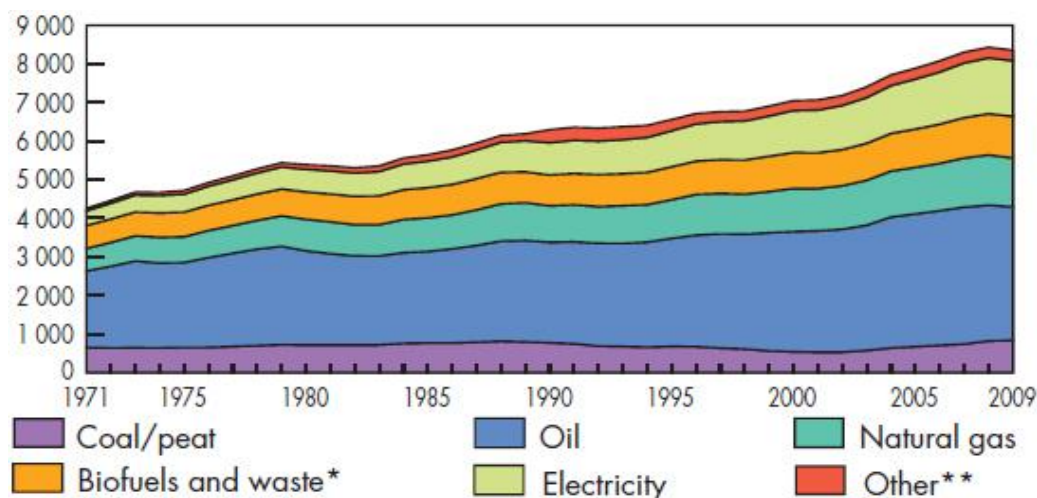


Fig. 2 - Fornecimento de energia primária no mundo, de 1971 a 2009 por combustível (Mtoe) [2]

A utilização cada vez maior de energia não é só por si um problema, mas o método como extraímos a energia é, uma vez que a maior parte do consumo energético no mundo está directamente ligado a fontes fósseis, como é possível observar na Figura 3, associadas à emissão de gases de estufa, que por sua vez provocam alterações climáticas [3].

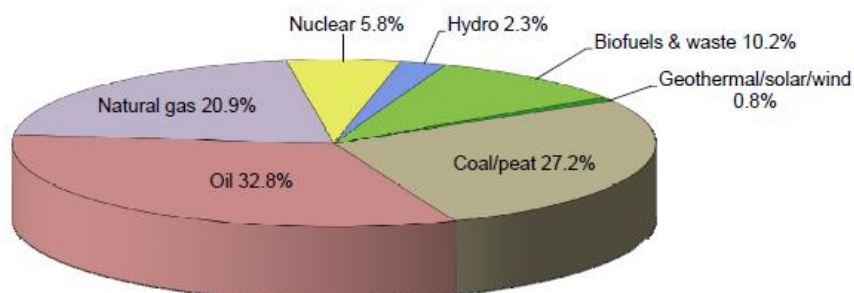
IEA Energy Statistics

Statistics on the Web: <http://www.iea.org/stats/index.asp>



Share of total primary energy supply* in 2009

World



12 150 Mtoe

* Share of TPES excludes electricity trade.

Note: For presentational purposes, shares of under 0.1% are not included and consequently the total may not add up to 100%.

© OECD/IEA 2011

For more detailed data, please consult our on-line data service at <http://data.iea.org>.

Fig. 3 – Fornecimento de energia primária em 2009 no mundo [4]

Outro problema que estas fontes de energia possuem é o de serem finitas, ou seja, no futuro elas irão desaparecer e deixaremos de as poder utilizar. Segundo a BP, nas suas estatísticas anuais de 2011 [5] ao ritmo de consumo actual as reservas de petróleo chegarão para 54 anos, as de gás natural para 63 anos e as de carvão para 112 anos. É assim essencial que o Homem encontre rapidamente alternativas a estas fontes de energia.

Focando agora a nossa atenção especialmente na Europa, rapidamente percebemos que esta região do mundo importa a maioria da sua energia, como podemos observar na Tabela 1. Isto apresenta-se como enorme desvantagem para os países europeus, pois estão dependentes de países externos e sujeitos à enorme volatilidade dos mercados.

Tabela 1 - Dependência de importação de vários combustíveis de 1995 a 2010 [6]

Dependencia de importação	1995	2000	2005	2010
Total	43,2%	46,7%	52,5%	52,7%
Carvão	21,5%	30,5%	39,3%	39,4%
Petróleo	74,3%	75,7%	82,3%	84,3%
Gás Natural	43,5%	48,9%	57,7%	62,4%

Como podemos observar na Figura 4, os preços flutuam bastante, e desde a década de 60, com pequenas excepções, têm aumentado de ano para ano.

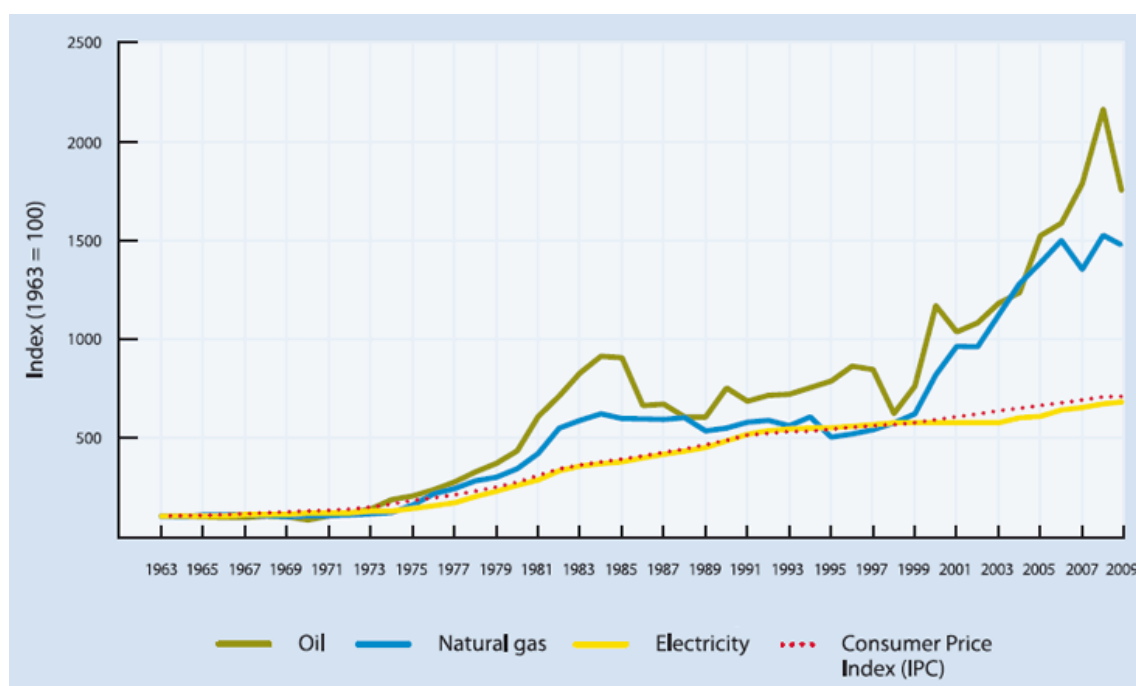


Fig. 4 – Variação do custo do petróleo, gás natural e electricidade [7]

O conjugar deste problemas, levaram a União Europeia a actuar sobre a matéria. Foi assim criada a Directiva 2009/28/CE, que impõe metas obrigatórias sobre o consumo da energia de cada estado membro. Este documento aponta para cinco prioridades: [8]

- limitar o uso de energia na Europa, sendo que o objectivo deste tópico não é limitar a quantidade de energia a utilizar por cidadão, mas sim o melhorar a eficiência, especialmente, dos sectores dos edificios e transportes;

- contruir um mercado europeu de energia;
- desenvolver novas tecnologias para o sector energético;
- reforçar as ligações com países exteriores à UE para promover um futuro mais limpo no mundo;
- fornecer energia de forma segura e acessível.

No conjunto destas prioridades a UE adoptou objectivos para 2020 em alguns destes pontos: reduzir a emissão de gases com efeito de estufa em 20%, aumentar a percentagem das energias renováveis para 20% no consumo energético final, e melhorar a eficiência energética em 20% [8].

É com esta problemática em mente que este trabalho foi realizado, onde se pretende analisar apenas o sector eléctrico da Península Ibérica, já que neste sector a percentagem de electricidade produzida a partir de fontes renováveis é de apenas 37,21% [9][10]. Apesar de o sector eléctrico, que como podemos observar na Figura 5, representar apenas 21,6% do total do consumo de energia dos países da OCDE, o esgotamento das fontes fósseis essenciais aos sectores dos transportes e produção de calor, poderão levar estes sectores a adoptarem tecnologias que façam aumentar o consumo de electricidade.

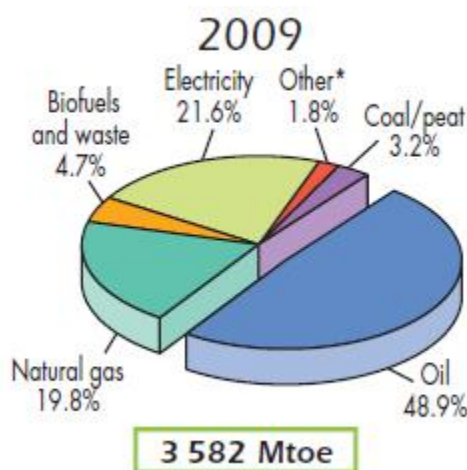


Fig. 5 – Fornecimento de energia primária nos países de OCDE em 2009 [2]

No Capítulo 2 irá ser caracterizado o sistema eléctrico na Península Ibérica, tanto na vertente de produção como de transporte. Serão apresentados os dados relativos ao ano de 2011 e como os dois países aplicaram a Directiva 29/2008/CE.

No Capítulo 3 irão ser caracterizados os recursos energéticos renováveis em relação à variação temporal e espacial.

No Capítulo 4 serão abordadas várias estratégias para lidar com a variabilidade dos recursos energéticos renováveis e apresentado um projecto de *Virtual Power Plant* que conjuga algumas destas técnicas, no que toca à gestão de um sistema de energia com elevada penetração de energias renováveis e que se pretende aplicar à Península Ibérica.

O EnergyPLAN, a ferramenta de análise utilizada neste trabalho, é descrito no Capítulo 6, e a forma como foi modelado o sistema ibérico será descrita no Capítulo 7.

No Capítulo 8 iremos apresentar os resultados obtidos através da modelação através da ferramenta escolhida e no Capítulo 9 são apresentadas as conclusões deste estudo.

2. Caracterização do sistema electroprodutor ibérico

Um sistema electroprodutor é caracterizado por diversas tecnologias de conversão térmica, termoquímica ou mecânica em electricidade. Neste capítulo irão ser apresentadas as tecnologias existentes no sistema ibérico de produção de electricidade no presente e no futuro. Por fim é apresentado o sistema de transporte de electricidade em 2011 e de como este será em 2020.

De entre as tecnologias existentes podemos subdividi-las em duas categorias: de fontes renováveis e não renováveis.

Na categoria do aproveitamento de fontes de energias renováveis temos várias tecnologias:

- turbinas eólicas, que convertem a energia mecânica do vento. Estas são basicamente constituídas por um rotor (que capta o movimento do vento) e que transmite essa energia a um gerador, que converte a energia mecânica em energia eléctrica. [11]
- sistemas fotovoltaicos (PV), que convertem a energia da radiação solar proveniente do Sol em energia eléctrica;
- sistemas concentradores de energia solar (CSP), que usam espelhos ou lentes reflectoras para concentrar a radiação solar num ponto, para aquecer a alta temperatura um fluido circulante. Este fluido é depois utilizado, normalmente numa turbina a vapor, para produzir electricidade;
- sistemas hidroeléctricos, que utilizam a energia cinética da água;
- sistemas geotérmicos, que utilizam o calor proveniente do interior da Terra;
- sistemas que utilizam a energia das ondas ou das marés;
- sistemas que queimam a biomassa como principal combustível para a produção de electricidade.

[12]

Os sistemas que utilizam fontes de energia não renováveis, são caracterizados por utilizar vectores energéticos em que a velocidade a que são consumidos é superior à que a Natureza os consegue repôr. São sistemas térmicos, que queimam, principalmente, carvão ou gás natural, ou utilizam a energia proveniente da fissão atómica, para a produção de electricidade.

No que diz respeito ao sistema de transmissão, iremos dar especial atenção à evolução da capacidade de transmissão para o exterior da Península Ibérica.

2.1 Sistema electroprodutor

2.1.1 Sistema actual

Actualmente, o sistema electroprodutor na Península Ibérica é repartido pelos dois países, que devido a políticas e culturas diferentes apostaram em variadas fontes de energia para a produção de electricidade. Nas tabelas seguintes, são apresentadas a potência instalada e a produção por cada país e por fonte de energia para o ano de 2011 [9] [10].

Tabela 2- Potência instalada e produção das tecnologias térmicas em 2011

Térmico											
Potência instalada (MW)						Energia produzida (GWh)					
Carvão		Gas		Outros		Carvão		Gas		Outros	
Portugal	Espanha	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha	Portugal	Espanha
1756	11700	4687	2540	2228	25269	9128	43426	14367	0	1274	50619

Tabela 3 - Potência instalada e produção da energia nuclear em 2011

Nuclear			
Potência instalada (MW)		Energia produzida (GWh)	
Portugal	Espanha	Portugal	Espanha
0	7777	0	57670

Tabela 4 - Potência instalada e produção da energia hídrica em 2011

Hídrica							
Potência instalada (MW)				Energia produzida (GWh)			
Portugal		Espanha		Portugal		Espanha	
Fio água	Albufeira	Fio água	Albufeira	Fio água	Albufeira	Fio água	Albufeira
412	4980	2036	17537	1019	10221	5155	27650
5392		19573		11240		32805	

Tabela 5 - Potência instalada e produção da energia eólica em 2011

Eólico			
Potência instalada (MW)		Energia produzida (GWh)	
Portugal	Espanha	Portugal	Espanha
4081	20733	9003	41661
24814		50664	

Tabela 6 - Potência instalada e produção da energia fotovoltaica em 2011

Solar PV			
Potência instalada (MW)		Energia produzida (GWh)	
Portugal	Espanha	Portugal	Espanha
155	3903	262	7569
4058		7831	

Tabela 7 - Potência instalada e produção da energia solar térmica em 2011

Solar Térmico			
Potência instalada (MW)		Energia produzida (GWh)	
Portugal	Espanha	Portugal	Espanha
0	949	0	2029
949		2029	

Analisando os dados contidos nas Tabelas 1 a 6, podemos concluir que a potência total instalada neste sistema é de 110.743 GW, sendo os principais sistemas as centrais térmicas, com 43,51% do sistema global, seguidas das centrais hídricas, com 22,54% e as centrais eólicas com 22,41%. O restante sistema é constituído por centrais nucleares (7,02%), centrais solares fotovoltaicas (3,66%) e centrais solares térmicas (0,86%).

O consumo total na Península Ibérica no ano de 2011 foi de 305,690TWh, sendo que, como era de esperar, as centrais térmicas cobriram a maior percentagem de consumo, suprimindo 38,87% das necessidades, sendo depois seguidas pelas centrais nucleares com 18,87%, as centrais eólicas com 16,57% e as centrais hídricas com 14,41%, sendo o restante consumo suprimido pelo fotovoltaico (2,56%) e pelos sistemas solares térmicos (0,66%).

2.1.2 Sistema futuro

No futuro próximo, os dois países terão que cumprir a directiva 2009/28/CE da União Europeia, que impõe limites mínimos à quantidade de energia consumida que terá de provir de fontes renováveis. Cada país decidiu estratégias individuais para aplicar esta directiva comunitária, e como iria reforçar o seu sistema electroprodutor.

Em Portugal, apesar de anteriormente o Governo ter aprovado outros objectivos, foi efectuada uma revisão devido ao clima económico que o país vive. Sendo assim, em 2020, Portugal deverá ter instalado 9015 MW de energia hídrica, sendo que destes 500MW serão de barragens de fio de água, 5300MW de energia eólica, 500MW de energia solar fotovoltaica e 50MW de energia solar térmica, 6MW de energia das ondas e 260MW para a energia proveniente de biomassa, resíduos e biogás, para além de 30MW em energia geotérmica [13].

Em Espanha prevê-se a instalação de mais 635MW em centrais hidroeléctricas sem sistemas de bombeamento, sendo que os valores a atingir por estes sistemas será de 8811MW, o que elevará a potência hidroeléctrica instalada para 22.672MW. Em relação à energia eólica, prevê-se que a potência instalada atinja os valores de 35.000MW em terra, e inclui uma tecnologia que Portugal não prevê, que são 750MW de centrais *offshore*. No que se refere à energia solar, Espanha prevê que sejam atingidos os 7250MW em centrais fotovoltaicas e 4800MW em centrais térmicas. O Governo espanhol, quando aplicou a directiva 2009/28/CE ao seu país, incluiu também a instalação de 50MW de energia geotérmica, 100MW de energia proveniente dos oceanos, e 1950MW de energia que irá provir de biomassa sólida, resíduos urbanos e biogás [14].

Com todo este investimento previsto por estes dois países, temos que a quota de potência renovável instalada vai subir de 49,74% para 60,05%, traduzindo uma maior produção de electricidade de origem renovável.

2.2 Sistema de transmissão

2.2.1 Sistema Actual

Em 2011, o sistema de transmissão na Península Ibérica, como é visível na Figura 6, está distribuído da seguinte forma [9][10]:

- 21858km de linhas de 400kV;
- 23908km de linhas de tensão igual ou inferior a 220kV.



Fig. 6 – Mapa do sistema de transmissão ibérico [15]

No que diz respeito às conexões entre os vários países, temos entre Portugal e Espanha temos, em valores médios, entre 1450 MW de Espanha para Portugal e 1750MW de Portugal para Espanha [12]. No caso da ligação entre Espanha e França, os valores médios, são de 1300MW de França para Espanha e de 850MW de Espanha para França. [13]. As conexões com Marrocos serão desprezadas, pois o interesse será a ligação com a Europa, que tem uma capacidade de absorver e ceder energia muito superior a este país africano.

2.2.2 Sistema futuro

No futuro, no horizonte do ano de 2020, através do reforço de ligação entre os países referidos, estão previstas que as ligações entre Portugal e Espanha sejam da ordem dos 3200MW e entre Espanha e França sejam da ordem dos 4000MW (ambas as potências nos dois sentidos). [13]

3. Caracterização dos recursos

Como foi apresentado no capítulo anterior, os dois países pertencentes à Península Ibérica irão apostar num reforço de potência do seu sistema electroprodutor com base em recursos renováveis. Neste capítulo iremos apresentar a forma como estes recursos, com especial atenção ao sol e ao vento, variam tanto no tempo como no espaço, abordando a importante temática da variabilidade dos recursos renováveis.

Para uma produção de energia eléctrica é necessário que exista um recurso que possa ser convertido, de variadas maneiras, em electricidade. Tal como em qualquer recurso, energético ou não, estes não se encontram uniformemente distribuídos pelo globo, existindo regiões com maior predominância de certos recursos e carência de outros. No caso dos recursos renováveis, é necessário fazer igualmente uma análise de como estes variam ao longo do tempo e do espaço. Neste capítulo iremos ter em atenção dois recursos: o vento e o Sol, que são recursos com maior potencial de utilização na península ibérica

A energia solar é a designação dada à energia associada à radiação electromagnética proveniente do Sol. Desde os primórdios do tempo, esta radiação é capturada na Terra sobre a forma de luz (zona do visível) e calor (zona do infra-vermelho). Nos nossos dias a radiação proveniente do Sol é capturada e convertida em diversos tipos de energia, como calor e electricidade, através de diversas tecnologias. Este recurso vai depender essencialmente da localização geográfica, altura do dia, estação do ano, topografia do local, clima do local [18]. As duas principais maneiras de converter a energia solar em electricidade baseiam-se em sistemas fotovoltaicos (PV) e sistemas de concentração solar (CSP). [12]

O vento é essencialmente o fluxo de massas de ar através da atmosfera. O vento deve-se, essencialmente, à movimentação de massas de ar devido ao aquecimento diferenciado de diversas partes do globo (cerca de 1% a 2% da energia solar é convertida em eólica) e devido à força de deflexão com origem na força de Coriolis [19]. Tal como o recurso solar, o aproveitamento da energia eólica depende principalmente da localização geográfica, estação do ano, topografia do local, velocidade do vento e altura da captura do vento.

3.1 Variabilidade no tempo

O principal problema apontado às energias renováveis, especialmente à eólica e solar, é o facto de variarem bastante no tempo, tornando imprevisível saber com exactidão como será a produção em momentos futuros. Vamos de seguida abordar as principais variações destes recursos.

3.1.1 Vento

Tal como descrito no início do capítulo, o vento é apenas a movimentação de massas de ar, e nas aplicações no domínio de produção de energia, o vento pode ser caracterizado através de uma sobreposição de diferentes escalas temporais e espaciais, sendo possível descrevê-lo como um espectro, sendo normalmente utilizado o espectro de Van der Hoven (Figura 7).

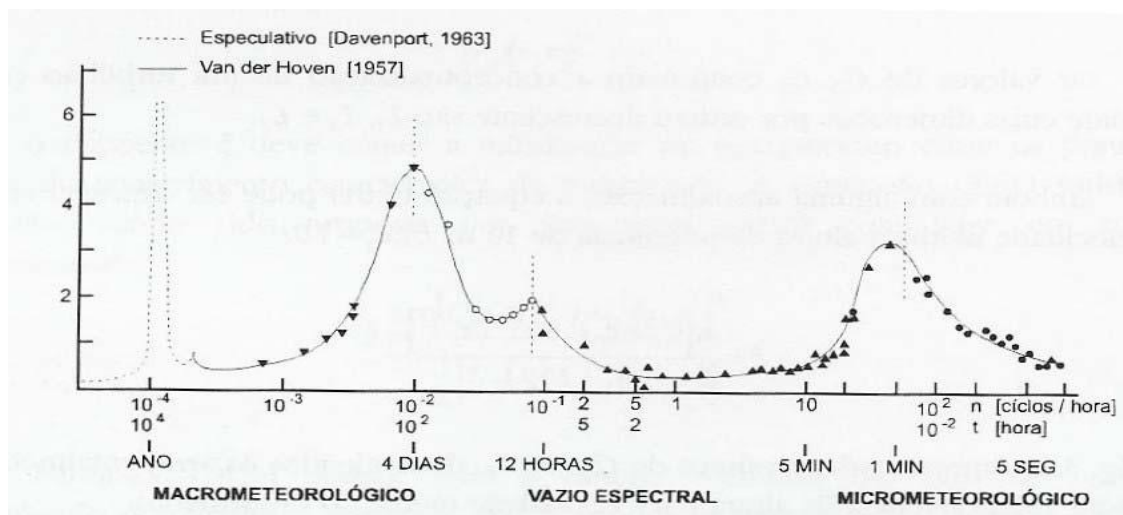


Fig. 7 - Espectro de energia do vento apresentado por Van der Hoven [20]

Neste espectro, podemos observar que é nas menores escalas de tempo que a energia do vento é mais elevada, existindo uma zona entre os 10 minutos e as 8 horas que representam um vazio no espectro (ou seja, existem apenas pequenas variações da velocidade do vento nesta escala), sendo que o outro pico é atingido para as grandes escalas de tempo, sendo que estas variações são provocadas por fenómenos de grandes dimensões.

Os movimentos das massas de ar foram assim divididos em diferentes escalas de tempo.

3.1.1.1 Segundo/minuto

Como podemos observar no espectro de Van der Holten, é nesta escala de tempo que existem grandes variações energéticas, sendo estas causadas principalmente por rajadas de vento, que podem ser definidas como um aumento súbito da velocidade do vento, que geralmente dura menos de 20 segundos [21].

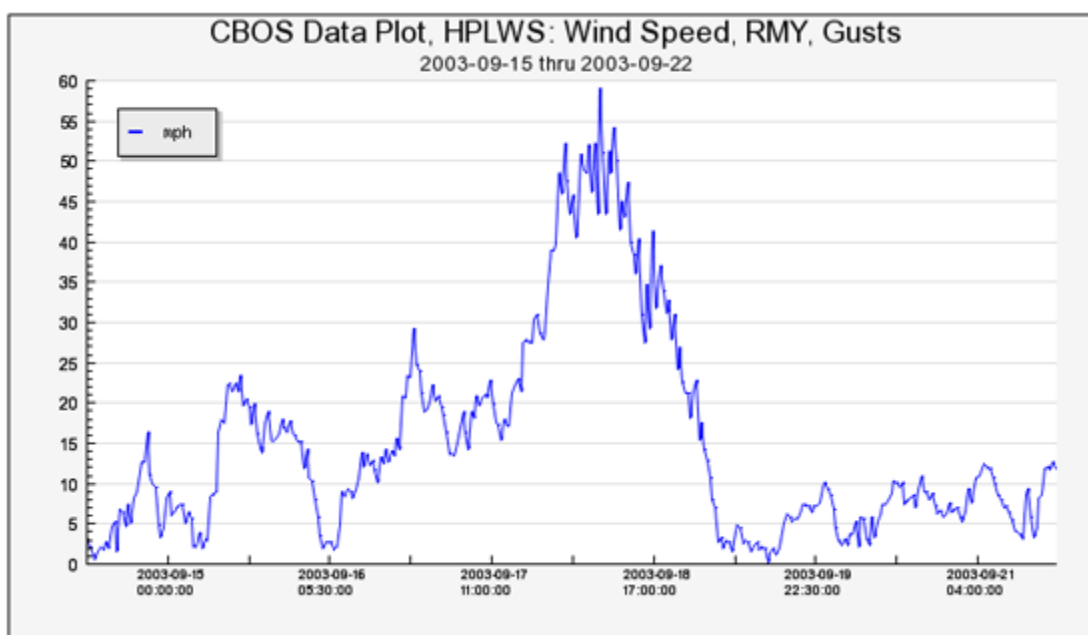


Fig. 8 – Velocidade do vento ao longo do tempo [22]

Como podemos observar na Figura 8, existem ao longo do dia diversas rajadas, que criam problemas à produção das centrais eólicas por causarem arranques bruscos devido à maior energia cinética que o vento possui.

3.1.1.2 Minutos

Nesta escala temos os problemas causados por flutuações da velocidade do vento que por vezes podem chegar a alguns km/h, mas que como podemos observar no espectro de Van der Holten, não são muitos importantes do ponto de vista energético.

3.1.1.3 Horas

Nesta escala de tempo, todos nós já experimentámos a variação do vento. De manhã “não há vento” e à tarde já “existe” vento. Estas variações podem ser causadas por diversas razões, como brisas (originadas por diferenças de temperatura entre superfícies próximas, como é o caso das zonas costeiras e zonas montanhosas), passagem de frentes no local, ou simplesmente a diferença de temperatura de dia para a noite.

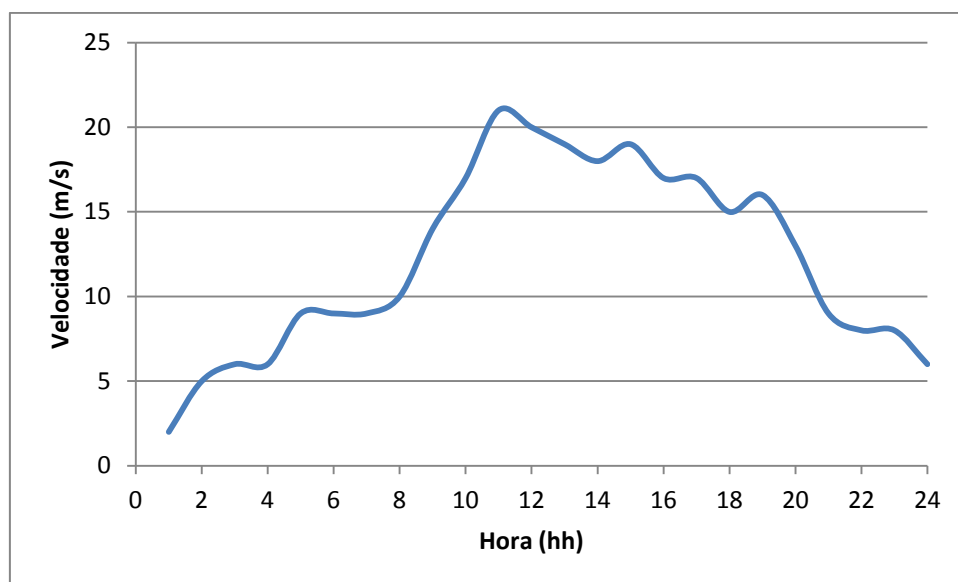


Fig. 9 - Gráfico velocidade do vento ao longo de 24 horas, no Verão, em Lisboa [23]

Na Figura 9 podemos observar a variação da velocidade do vento durante um dia de Verão, em que é bastante perceptível que as variações dia/noite são bastante evidentes, e sendo estes dados de uma estação meteorológica em Lisboa, esta diferença também é acentuada devido à brisa marítima.

Este tipo de variação ao longo de algumas horas, também poderá ser causada por fenómenos de grandes dimensões (como aproximação de frentes), que ao trazerem grande instabilidade à região por onde passam, afectam a atmosfera local.

3.1.1.4 Variação sazonal

Ao longo do ano, a velocidade do vento nunca é igual, pois o movimento da Terra em redor do Sol faz com que a intensidade de radiação que atinge a Península Ibérica varie entre as estações. Em [24] o autor afirma que é nos meses de Inverno que o vento é mais intenso do que nas restantes estações do ano.

3.1.2 Sol

O Sol é a base de praticamente toda a vida na Terra, pois é devido à energia da radiação emitida que é possível existirem condições para a vida no nosso planeta. Tal como no recurso eólico é possível dividir as variações do recurso em diversas escalas de tempo.

3.1.2.1 Segundo/minuto

Nesta escala de tempo, as variações do recurso não são muito significativas.

3.1.2.2 Minutos

Nesta escala de tempo o principal problema que se encontra é a passagem de nuvens casualmente numa certa região. Isto irá trazer problemas devido à rápida variação de intensidade da radiação que chega ao local.

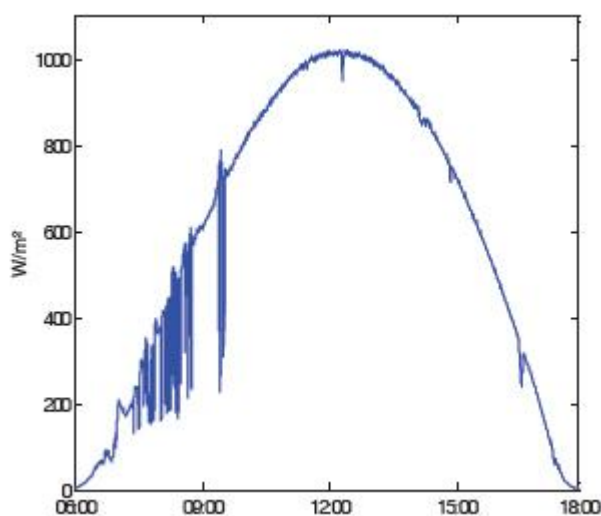


Fig. 10 – Variação da intensidade da radiação ao longo do dia, para um dia com pouca nebulosidade [25]

Podemos observar na Figura 10 variações da intensidade da radiação ao longo de um dia, mas especialmente no período da manhã, devido à passagem de nuvens no local da medição.

3.1.2.3 Horas

A variação do recurso nesta escala de tempo é geralmente caracterizada pela passagem de um grupo de nuvens, que faz com que durante um certo periodo de tempo, a intensidade de radiação seja bastante reduzida.

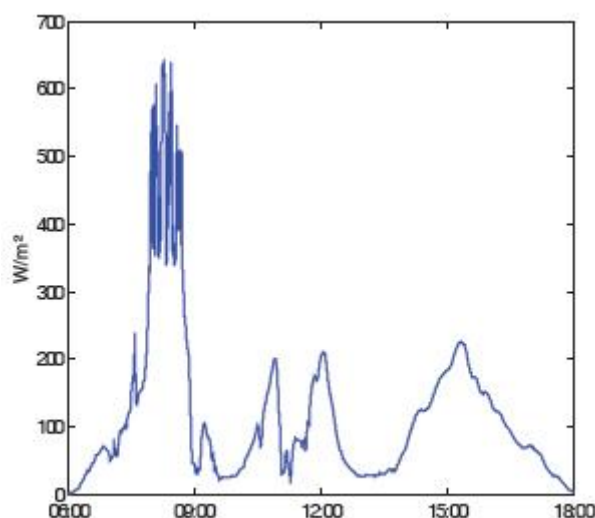


Fig. 11 Variação da intensidade da radiação ao longo do dia, para um dia com muita nebulosidade [25]

Como podemos observar na Figura 11 durante este dia (considerado como nebulado [25]), apresenta uma quantidade de radiação que chega ao solo bastante inferior ao que seria de esperar do que se fosse num dia limpo.

Outra variação deste recurso nesta escala de tempo é a variação típica do dia a dia, devido à posição do Sol no horizonte. Devido ao processo de rotação da Terra, o ângulo com que a radiação atinge a superfície varia ao longo do dia. Como a intensidade de radiação é mais intensa quanto mais perpendicular atingir a superfície, é de esperar que ao meio dia solar a radiação atinja o seu valor mais elevado para determinado dia, como podemos observar no Figura 9, se descartamos as variações durante o período da manhã.

3.1.2.4 Sazonal

Devido ao processo de translação da Terra em redor do Sol, a distância Terra-Sol varia ao longo do ano, assim, também varia a quantidade de radiação que atinge o nosso planeta, o que cria as chamadas estações do ano. No hemisfério Norte, quantidade de radiação que atinge esta zona do globo atinge mínimos no Inverno e máximos no Verão, sendo portanto nesta estação do ano que a energia solar terá maiores produções (há mais factores que ajudam a perceber isto, mas nesta parte secção não interessa analisar).

3.2 Variabilidade no espaço

Para além de variar no tempo, os recursos renováveis também variam no espaço, sendo por isso necessário fazer estudos para se determinar em que locais estes recursos apresentam mais disponíveis. De seguida iremos mostrar como estes recursos variam por toda a Península Ibérica.

3.2.1 Vento

O vento é um recurso que como qualquer outro varia no espaço. No nosso dia-a-dia, conhecemos zonas que sabemos que são “ventosas” e outras em que o vento não sopra com tanta intensidade. Isto não é suficiente para podermos caracterizar o recurso eólico, mas pode-nos indicar zonas em que possam existir uma maior prevalência deste recurso. Para tal é necessário a realização de estudos de caracterização que nos permitam realmente aferir se naquele local existe efectivamente

quantidade de vento que seja passível de aproveitamento para a produção de electricidade, sendo que estes se denominam estudos de Avaliação de Potencial Eólico (APE).

Estes estudos fazem uma selecção prévia dos locais através da consulta de dados meteorológicos, indicadores geo-morfológicos da existência de vento (cumeadas com orientação adequada, elevações de terreno de altitude superior a 500m e indicadores de vegetação), indicadores sociais (como a presença de moinhos de vento e localidades com nomes que sugiram a existência de um forte recurso) e zonas costeiras expostas. Neste momento também é possível fazer uma avaliação provisória dos locais com potencial com base em atlas de vento criados com recurso a modelos de escoamento atmosférico, bancos de dados e registos de longo prazo, mas no fim será sempre necessária uma medição no local, com recurso a estações anemométricas. [19]

Na Península Ibérica estes estudos já foram realizados, e portanto o recurso eólico é amplamente conhecido nas várias regiões, tanto em terra como no mar.

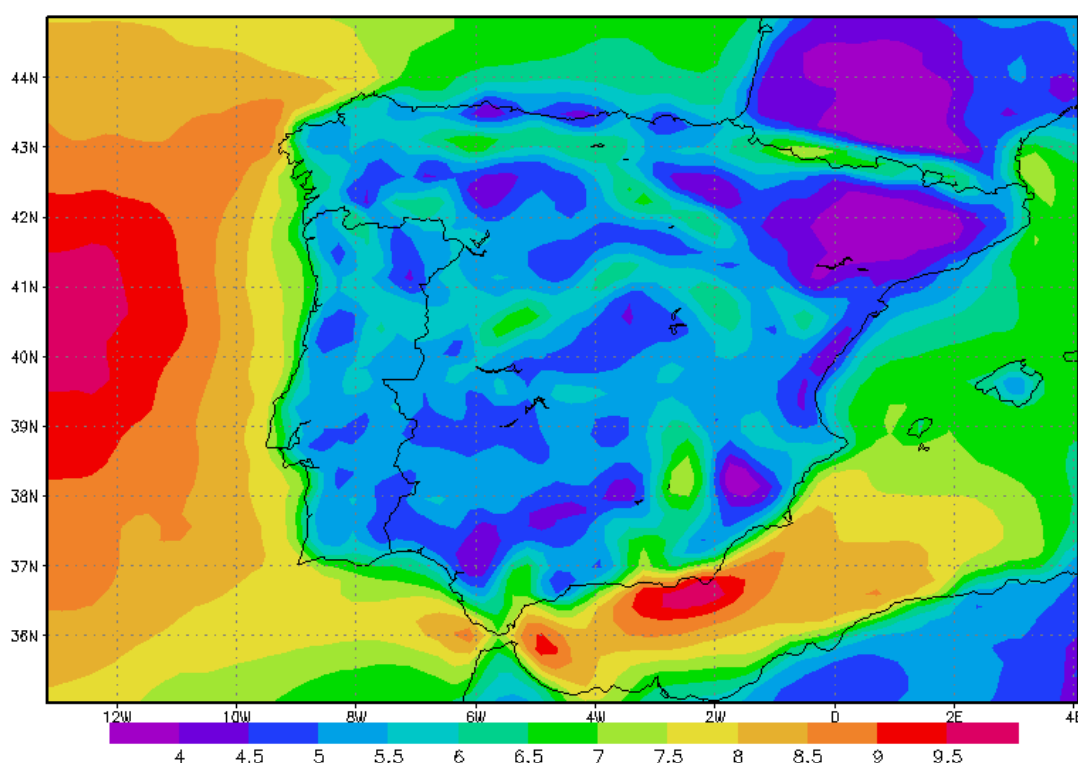


Fig. 12- Mapa da intensidade do vento na Península Ibérica [m/s] [20]

Como é possível notar na Figura 12, o recurso eólico já se encontra devidamente identificado nesta região europeia, e como tal os locais estão todos identificados. Como seria de esperar, as regiões costeiras atlânticas são as regiões que possuem mais vento (Galiza e região de Cádiz e Almeria em Espanha, e região Oeste e zona de Sagres em Portugal), e também as regiões montanhosas ao longo da Península Ibérica.

3.2.2 Sol

O recurso solar é um recurso com uma potencialidade enorme para aproveitamento energético, não só para a produção de electricidade mas também para produção de calor. Como foi demonstrado

em 3.1.2.4, o recurso varia consoante a estação do ano e com as condições atmosféricas, mas é bastante constante ao longo dos anos.

A avaliação deste recurso é realizada através do cálculo da irradiância global e de medições da mesma ao longo dos anos, que servem para realizar mapas da variação deste recurso.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

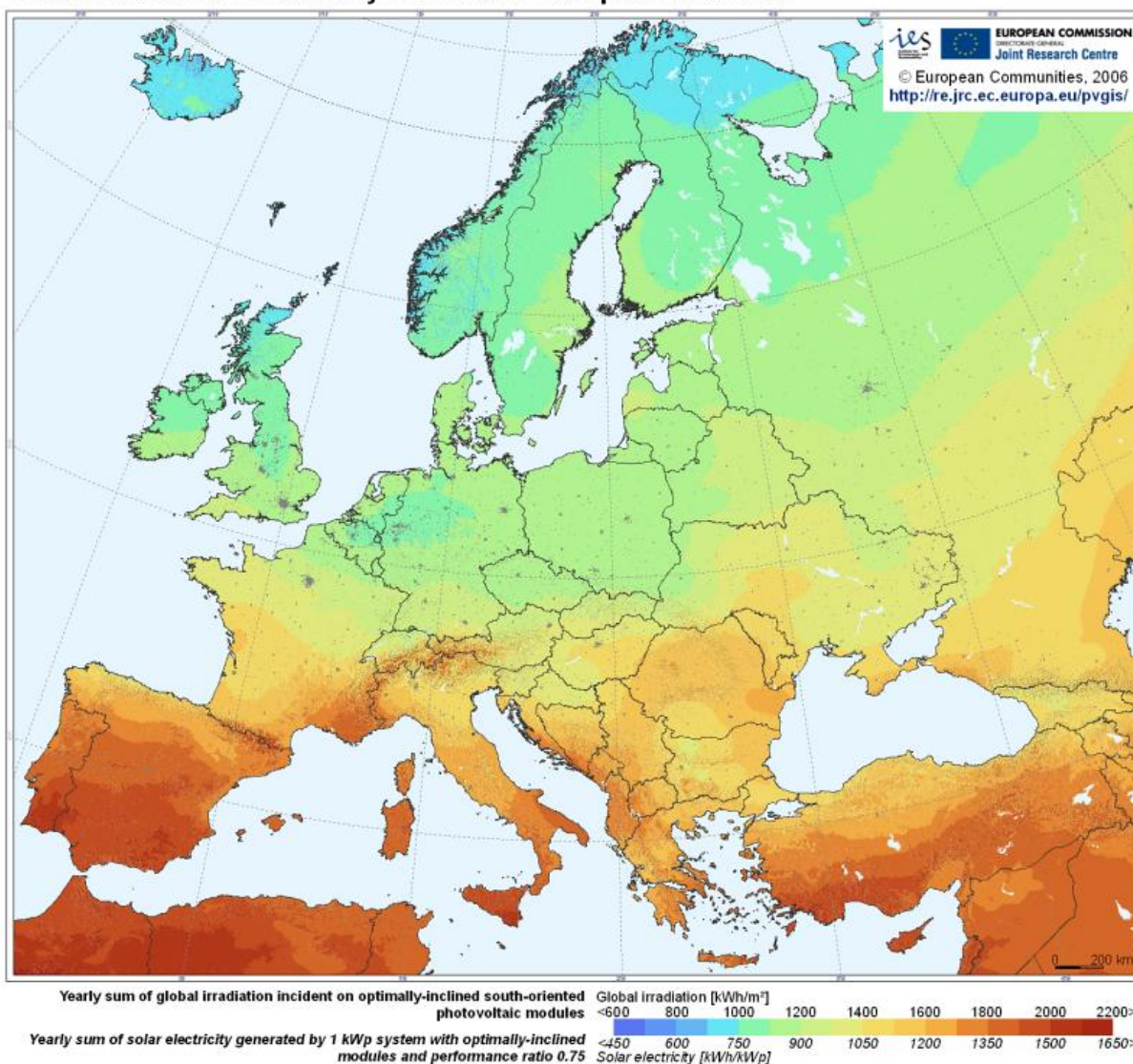


Fig. 13 – Mapa da insolação global total anual na Europa [26]

Como podemos observar na Figura 13, a Península Ibérica é a região da Europa a 27 com melhores condições de aproveitamento da radiação solar para produção de energia. É perfeitamente perceptível que as regiões do Alentejo, em Portugal, e da Andaluzia, em Espanha, são as regiões que recebem as maiores quantidades de radiação anualmente.

4. Estratégias para lidar com a variabilidade

Como foi demonstrado no capítulo anterior, os recursos renováveis variam bastante tanto no tempo como no espaço. Enquanto os operadores dos sistemas eléctricos (TSO) estão habituados a fazer a gestão da rede através de sistemas despacháveis, ou seja, que produzem exactamente a quantidade de energia necessária no momento, a introdução de sistemas que produzem energia de uma forma variável ao longo do tempo, coloca dificuldades a esta gestão. Vários estudos [28] [29] [30] [31] apresentam as principais estratégias que os TSO terão de utilizar no futuro, para que seja possível fazer uma gestão da rede, com recurso a uma produção de electricidade 100% renovável.

Nas secções seguintes irão ser descritas algumas destas estratégias para lidar com a variabilidade, e no final irá ser apresentado um caso de estudo de uma *Virtual Power Plant* que agrega várias das estratégias apresentadas anteriormente.

4.1 Previsão

Esta é uma das principais estratégias para compensar a variabilidade dos recursos. Tal como é necessário prever qual vai ser o consumo que é preciso suprir, também é necessário encontrar ferramentas que permitam que esta previsão seja calculada. Assim, prever o estado do tempo (vento, precipitação e nebulosidade) que estará presente em horas/dias seguintes é de extrema importância, pois a produção proveniente destas fontes de energia vai depender directamente do estado do tempo.

Em [31] é-nos dito que a previsão da produção eólica ainda é uma ferramenta recente, quando comparada com as previsões de carga, e que a primeira não terá um nível tão elevado de precisão quanto o da carga (este valor situa-se entre os valores de 1.5% a 3% da carga de pico, e 3% a 5% da carga total, quando feita a previsão a um dia [29]), mas que ainda é possível ser melhorada. Outro estudo [28], apresenta valores de erro em cerca de 3% para a previsão do consumo e de 20% para previsão de produção. Apesar de cada estudo apresentar diferentes valores, podemos confirmar que o nível de exactidão com que a previsão de carga é efectuado é bastante superior ao da previsão de produção, isto apesar de esta última ser uma área extremamente importante, mas que se encontra em desenvolvimento [28].

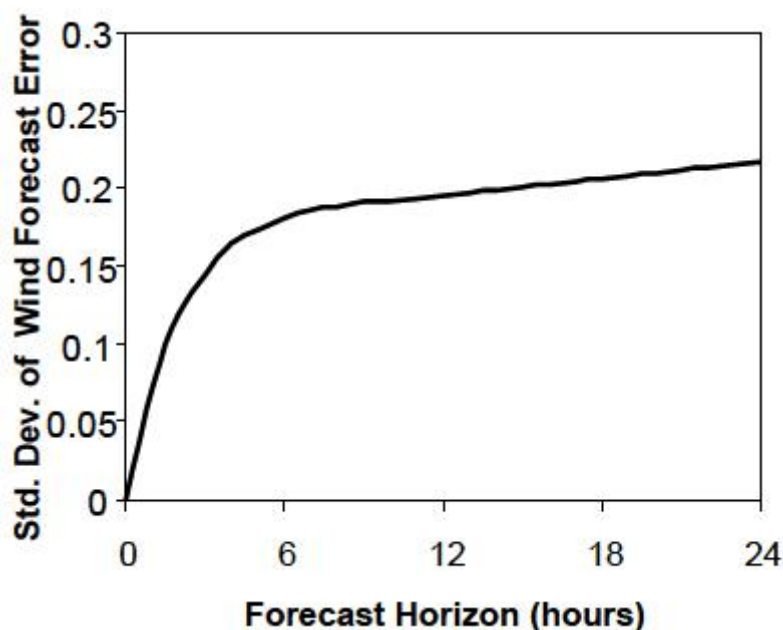


Fig. 14 – Variação do erro de previsão da velocidade do vento em relação ao tempo [28]

Como seria de esperar quanto maior a antecedência da previsão, maior será o erro que iremos encontrar entre o real e a previsão, como mostra a Figura 14.

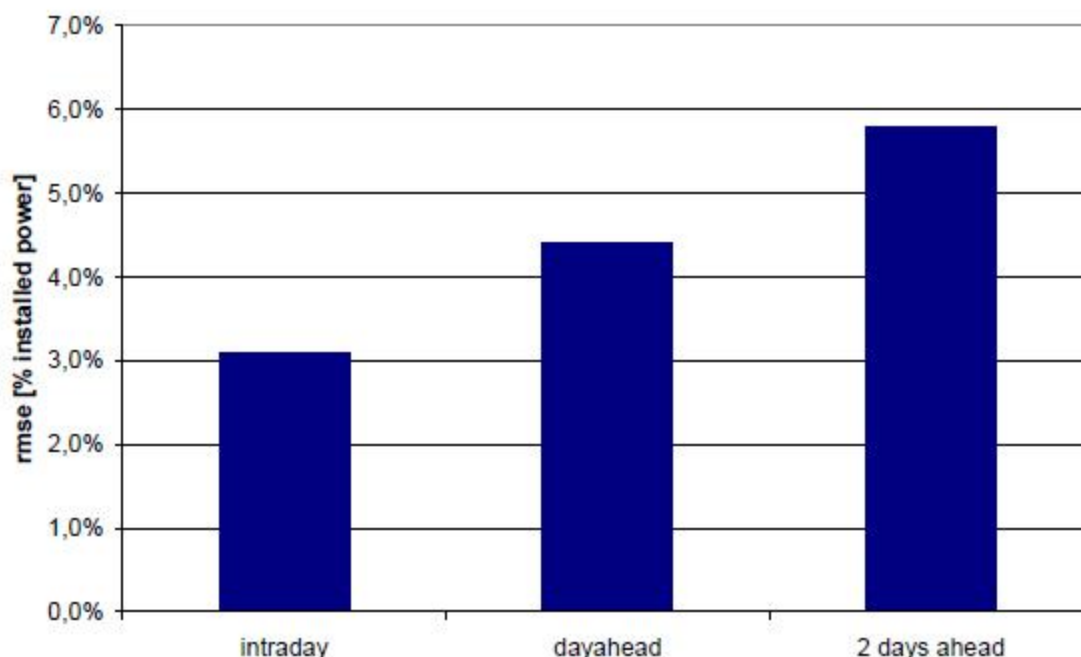


Fig. 15 – Variação do erro de previsão ao longo do tempo [31]

Este aumento do erro associado ao aumento do horizonte temporal da previsão, é também corroborado por [29], que prevê que o erro médio absoluto para o intervalo de previsão de 13 a 37 horas estará no intervalo de 8% a 9% da capacidade eólica instalada.

Um estudo americano [32] diz-nos que melhorando apenas os sistemas de previsão de vento e da radiação solar seria possível reduzir até 14% os custos de operação do sistema em relação à situação de não ser usado um sistema de previsão para o dia seguinte.

No caso do PV, estas previsões devem ser realizadas em períodos mais curtos de tempo, pois o movimento de uma nuvem pode ser previsto, mas como esta também é observável permite que a previsão seja mais correcta. Imagens de satélite perto de centrais solares podem ser utilizadas para esta previsão, pois as nuvens têm influência directa na produção (como mostrado no Capítulo 3) [33].

4.2 Disseminação no espaço

Para compensar o problema introduzido pelos erros de previsão da produção de fontes variáveis, uma das estratégias utilizadas é a dispersão das várias centrais produtoras no espaço territorial. Ao combinar esta estratégia de disseminação no espaço com uma previsão do estado do tempo é possível minimizar tanto os erros provenientes da produção como erros gerados por pequenas flutuações que são improváveis de serem previstas.

Vários estudos abordam esta situação, mas só alguns a qualificam [27] [29] [31] [32] [34] [24] [30]. Em alguns casos [31] diz-se simplesmente que aumentando a área, as previsões aumentam de precisão.

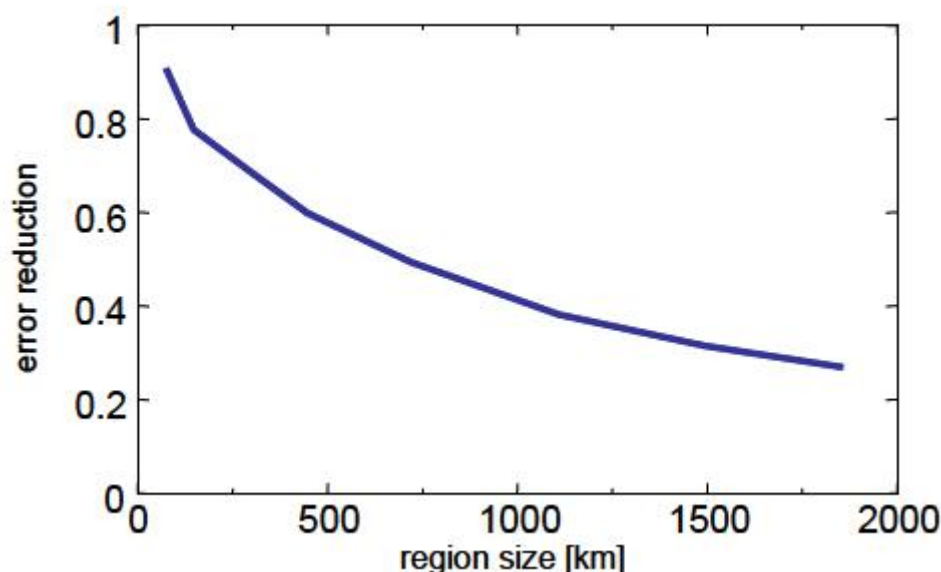


Fig. 16 – Diminuição do erro de previsão agregada de várias centrais devido a efeitos de suavização espacial [31]

Este aspecto é facilmente perceptível na Figura 16, que nos mostra a redução do erro (razão entre a raiz do erro médio quadrático para uma região e a raiz do erro médio quadrático de um único local).

De acordo com este estudo, o erro médio para um única turbina eólica, para uma previsão a um dia, situa-se entre 10% e 20% (em que esta percentagem seria a raiz do erro médio quadrático em relação à capacidade nominal), enquanto que para uma área de controlo maior, este erro já seria inferior a 10%.

Outra vantagem que esta estratégia de dissiminação no espaço prevê, é a de que ao se interconectarem vários sistemas do mesmo tipo (sejam eólicos ou PV), a produção final destes sistemas terá um comportamento mais linear, pois as variações serão amortecidas devido ao espaçamento existente entre cada um deles uma vez que se atenuam as variações locais do recurso.

Num estudo sobre esta questão [34] é abordado o comportamento da potência entregue à rede se forem interconectadas várias centrais eólicas. Os resultados mostram que realizar esta conexão entre variadas centrais permite que o valor médio produzido em cada uma delas seja mais constante e com menores erros, como mostra a Figura 17.

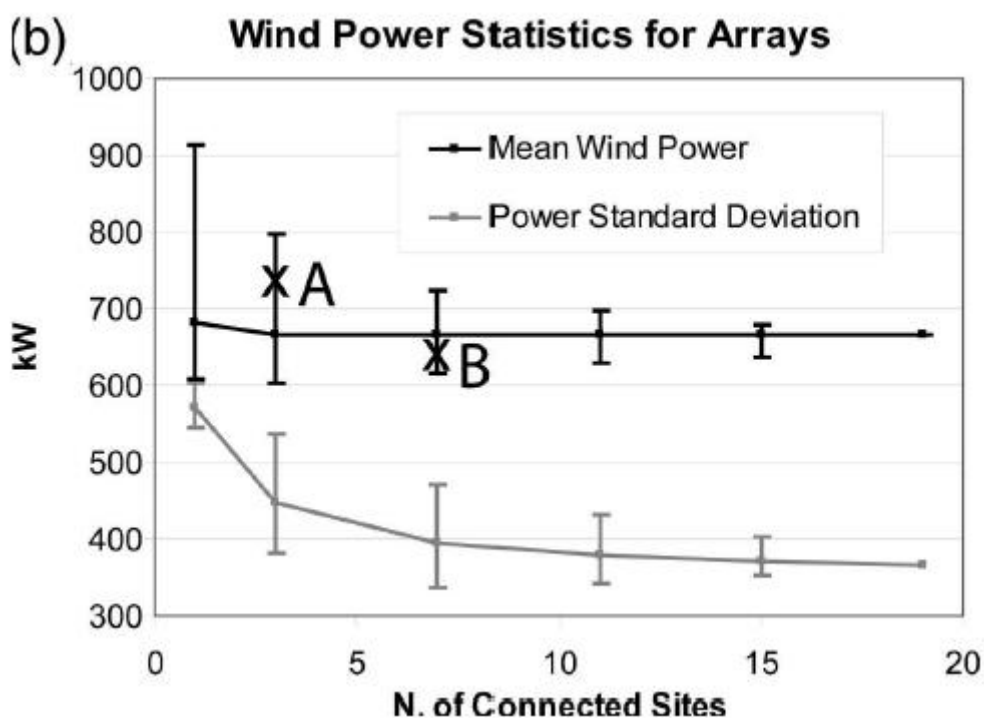


Fig. 17 – Variação do erro médio de produção em relação ao número de turbinas interconectadas [34]

Observando esta figura, podemos rapidamente retirar que ao ligarmos várias centrais, o desvio da potência produzida diminuiu para valores substancialmente mais reduzidos e com menor probabilidade de desvios.

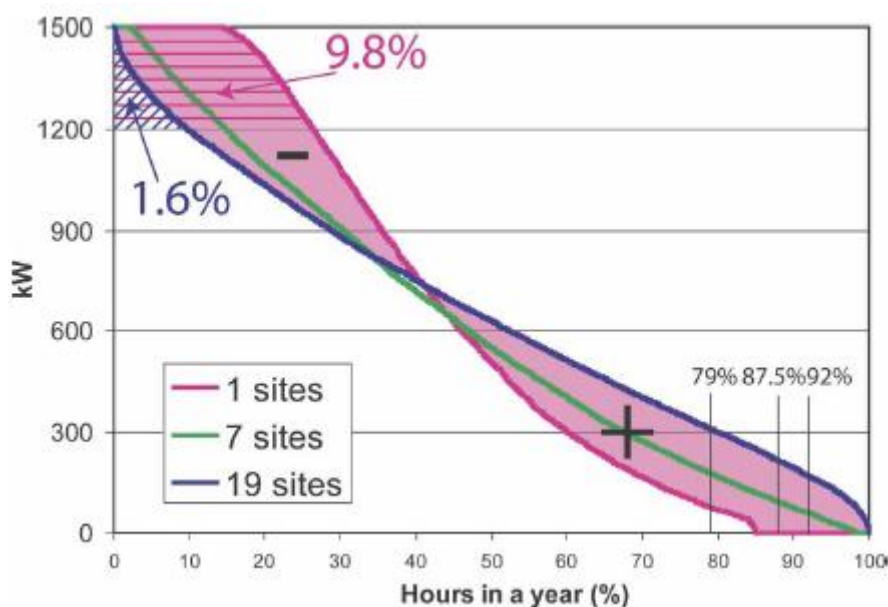


Fig. 18 – Variação do número de horas de produção a uma determinada potência para vários locais no EUA [34]

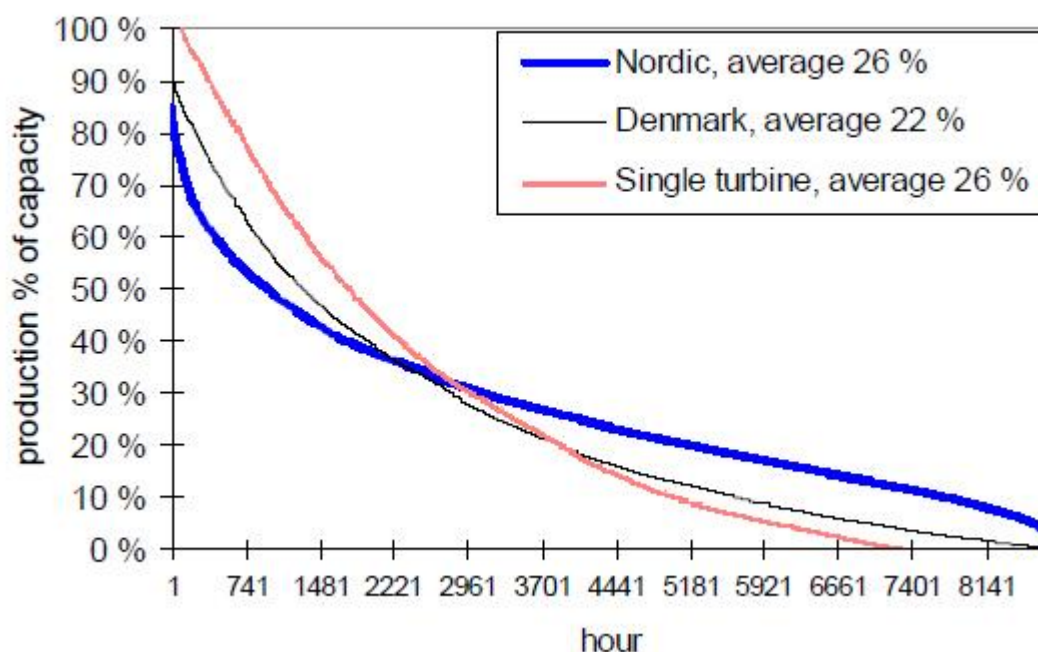


Fig. 19 - Variação do número de horas de produção a uma determinada potência para vários locais na Escandinávia [29]

Na figura 18 e 19, podemos concluir que uma única central apenas produz durante cerca de 85% do ano, mas se interconectamos várias centrais podemos aumentar este valor para perto dos 100%. Também podemos retirar que durante 87,5% do ano as centrais conectadas em [34] garantem uma potência de 222kW, que é o mesmo valor que a média de uma central a carvão nos EUA. Isto permite-nos garantir que durante o ano irá ser possível produzir energia durante praticamente todas as horas. Note-se que se considerarmos apenas um local conseguir produzir mais horas à potência instalada do que a média de todos os locais (149 horas contra 9h), mas o número de horas em que não há produção aumenta de 5 horas para 170 horas [34].

Para um sistema fotovoltaico este efeito de suavização da curva de potência produzida também se encontra presente como mostra a Figura 20 (como a produção é directamente proporcional à radiação incidente, podemos assumir que as variações serão equivalentes).

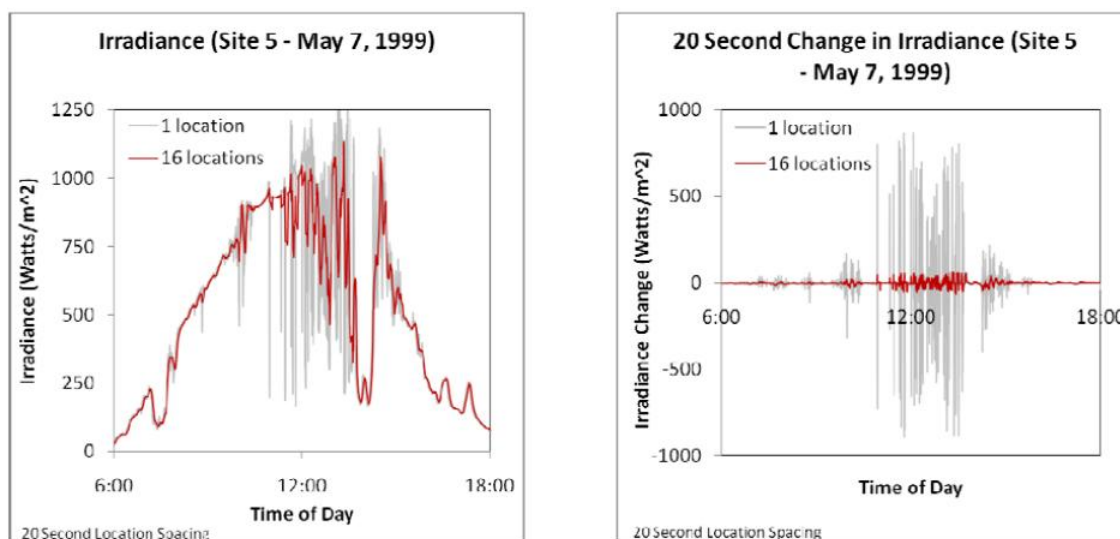


Fig. 20 – Variação da irradiância ao longo do dia, em um ou vários locais [35]

Esta interconecção vai permitir que a variabilidade da produção diminua fortemente à medida que aumentamos o número de sistemas interconectados, como mostra a Figura 21.

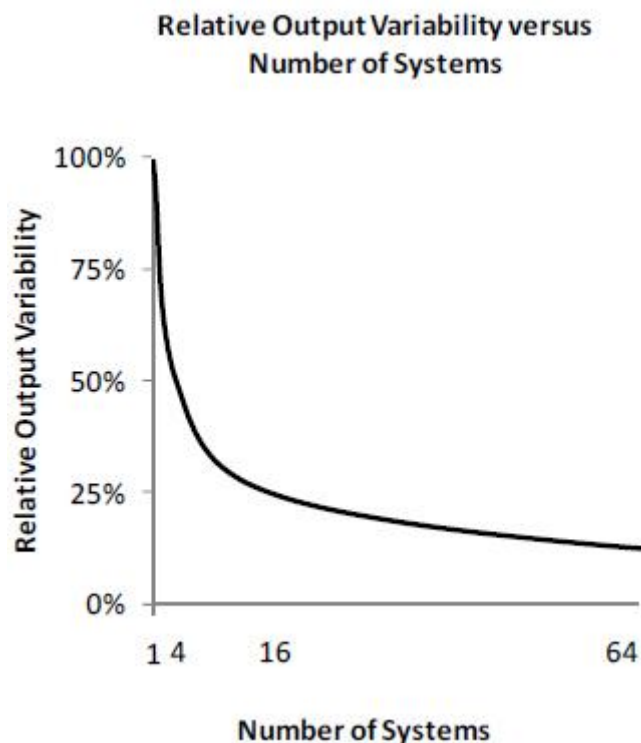


Fig. 21 – Desvio da variabilidade de produção em relação do número de sistemas interconectados [35]

4.3 Armazenamento

Outra estratégia para se lidar com a variabilidade dos recursos é o armazenamento de energia. Este armazenamento é realizado quando existe excesso de energia na rede, guardando esse excesso para ser utilizado quando fôr necessário. Estes sistemas terão de ser capazes de responder às necessidades de energia em variadas escalas de tempo e com potências diferentes. Na Tabela 8 são indicados os principais regimes das aplicações utilizadas em armazenamento de energia.

Tabela 8 – Regimes de aplicação de armazenamento de energia e suas aplicações [36]

Nome comum	Exemplo de aplicações	Tempo de descarga típico
Qualidade de potência	Estabilidade de transiente, regulação de frequência	Segundos a minutos
Colmatar de potência	Reservas de contingência, <i>ramping</i>	Minutos a aproximadamente 1 hora
Gestão de potência	Nívelamento de carga, <i>firm capacity</i> , diferimento de transmissão e distribuição	Horas

Podemos de seguida observar como estas reservas iriam ajudar a gestão do sistema a compensar súbitas variações de produção das energias renováveis. É facilmente visível na Figura 22 como cada tipo de armazenamento irá auxiliar os TSO's a gerir eventuais desvios, neste caso da frequência da rede.

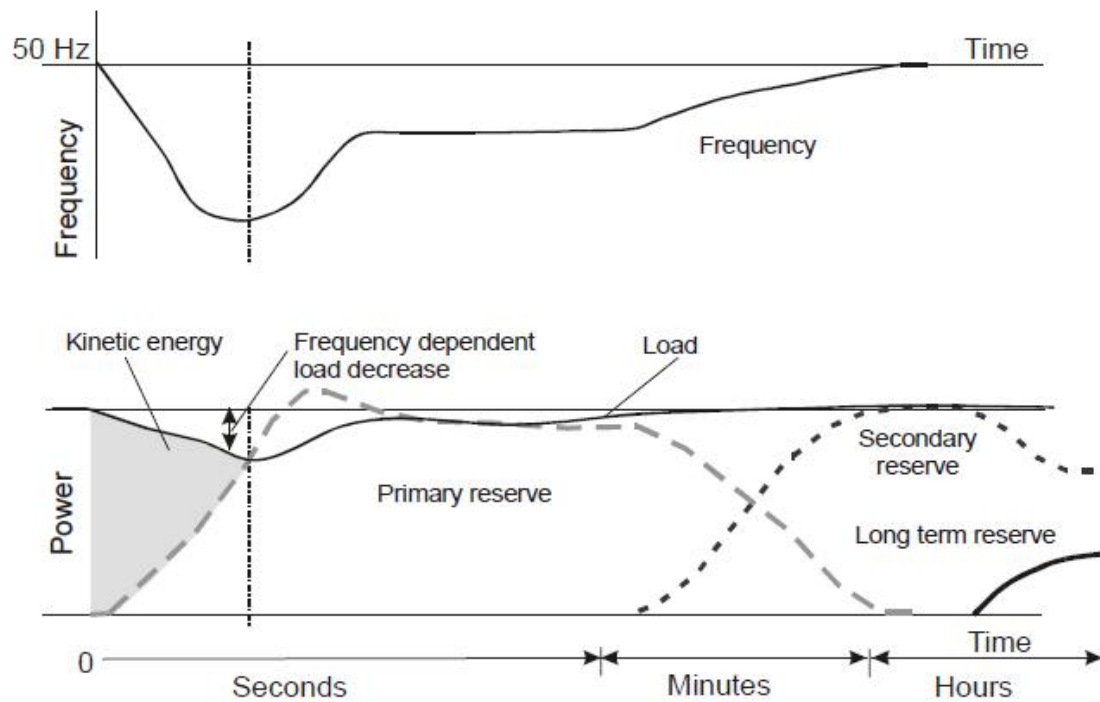


Fig. 22- Activação de reservas de energia e controlo de frequência do sistema de energia em função do tempo, quando uma grande central é desligada do sistema de produção [29]

P. Denholm et al [36] fez um resumo das várias referencias bibliograficas e apresenta as tecnologias existentes até Novembro de 2008 (Figura 23), divididas pelas três classes apresentadas na Tabela 8.

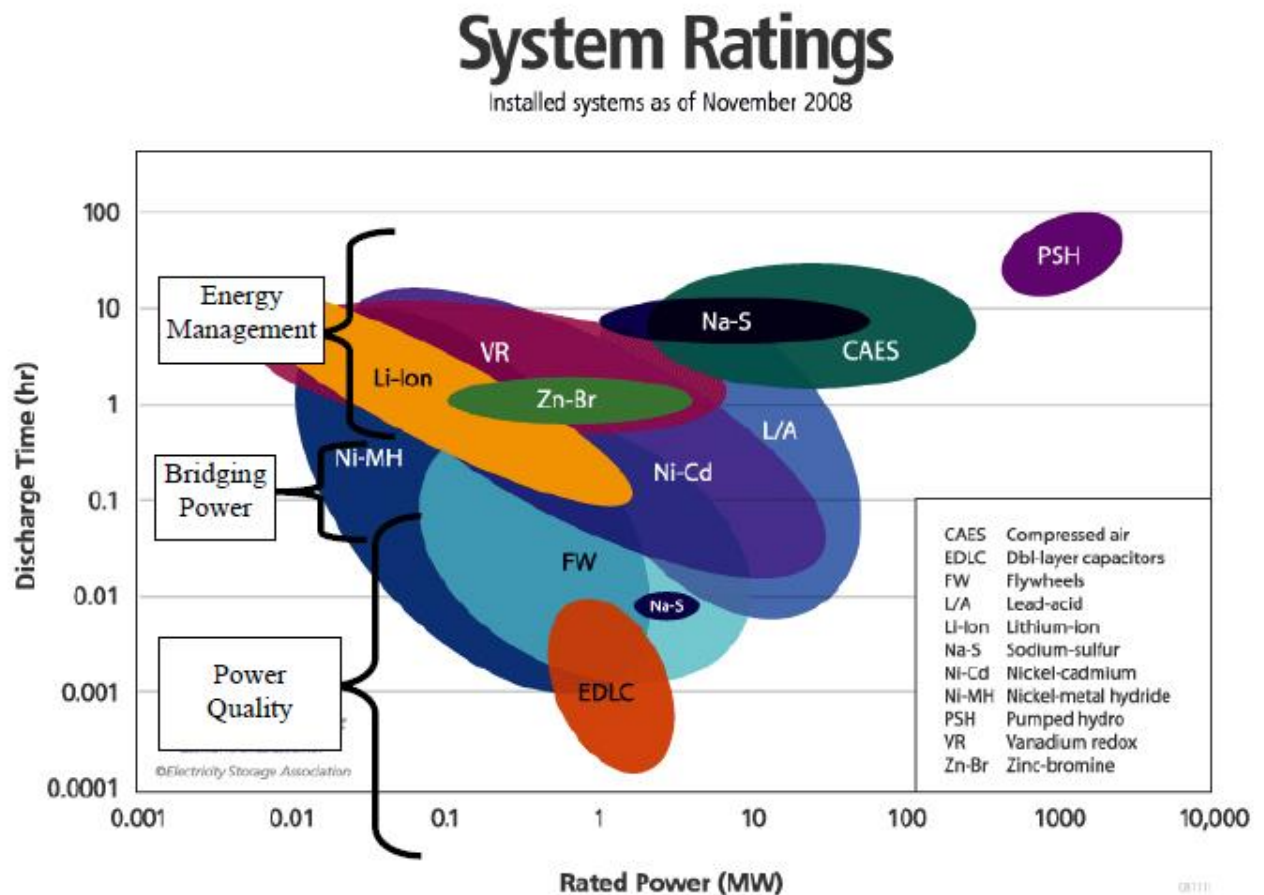


Fig. 23 – Aplicação de várias tecnologias de armazenamento [36]

Podemos facilmente observar que as principais tecnologias são dominadas por baterias de vários tipos, sendo que as restantes tecnologias são constituídas pelas *flywheels*, CAES e barragens com bombagem.

4.3.1 Barragens com bombagem

Este tipo de sistema de armazenamento insere-se na categoria de gestão de potência, devido às suas características de elevada capacidade de armazenamento, pois permitem que a energia armazenada seja descarregada durante largas horas (10 horas ou mais).

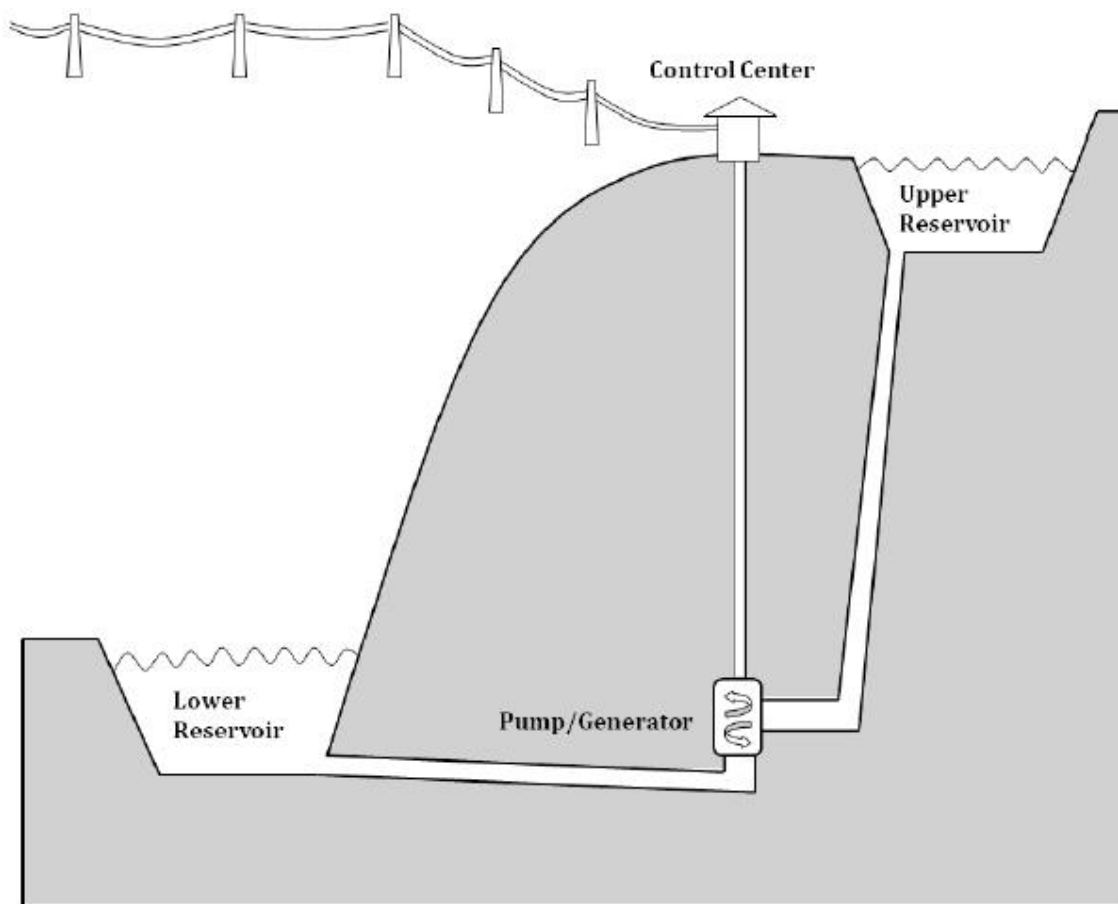


Fig. 24 – Esquema de uma central hídrica com sistema de bombeamento [37]

Como mostra a Figura 24, quando a central é construída são feitos dois reservatórios em vez de um só. Assim quando é necessária a produção de energia a água passa do reservatório superior para o inferior produzindo energia. Quando existe excesso de energia, o gerador funciona como bomba e utiliza este excesso de energia para bombear a água do reservatório inferior para o superior, aumentando os níveis de água deste último, aumentando por sua vez a quantidade de energia armazenada. A eficiência deste último processo varia entre os valores de 70% e 87%. [38]

4.3.2 Flywheels

Esta tecnologia armazena a energia sob a forma de energia cinética, numa massa inercial que roda a uma grande velocidade. Esta é constituída por uma máquina eléctrica rotativa, sendo utilizado um motor/gerador de ímanes permanentes, em que o veio está acoplado a uma massa cilíndrica (volante de inércia) suportada no estator por levitação magnética graças às chumaceiras magnéticas, e uma unidade de controlo. O volante de inércia é posto a girar em situações onde não sejam criadas quaisquer forças de atrito ou outra acção exterior, sendo esta uma forma muito simplificada de armazenar energia mecânica. [39]

4.3.3 CAES

O CAES (*Compressed Air Energy Storage*) é a tecnologia que permite armazenar energia sob a forma de energia potencial do ar comprimido. Esta técnica é bastante simples, utilizando um motor para comprimir ar para um reservatório (normalmente uma caverna subterrânea isolada para não haver fugas de gás), sendo que quando é necessário produzir energia este ar é libertado, aquecido e depois

expandido através de uma turbina de alta pressão, que captura alguma da energia do ar comprimido. O restante gás é misturado com combustível e é usado numa turbina a gás natural. [39]

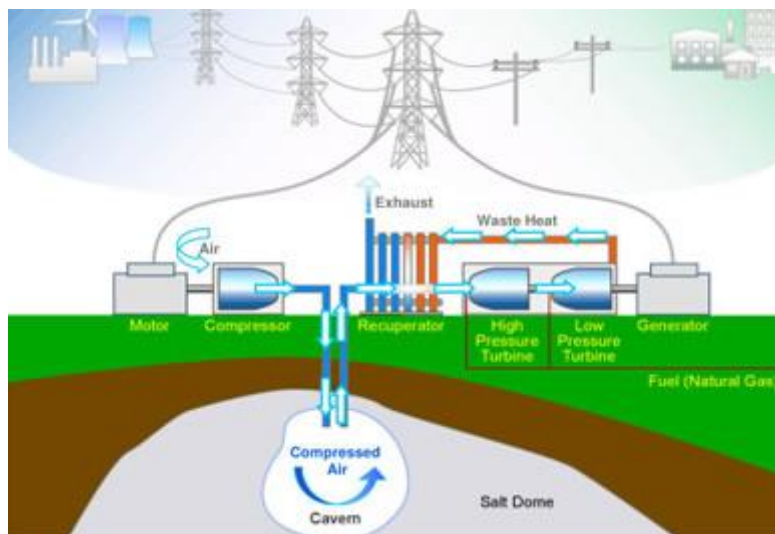


Fig. 25 – Esquema de uma central de CAES [40]

4.3.4 Baterias

Como podemos observar na Figura 23, as baterias ocupam um largo espectro de aplicações em armazenamento, percorrendo todos os regimes de aplicações. Apesar das variadas tecnologias, uma bateria não é mais que um dispositivo que converte energia química (contida nos materiais em que é fabricada) em energia eléctrica, através de reacções redox. Este sistema é reversível, o que permite carregar e descarregar as baterias através do mesmo processo de oxidação-redução.

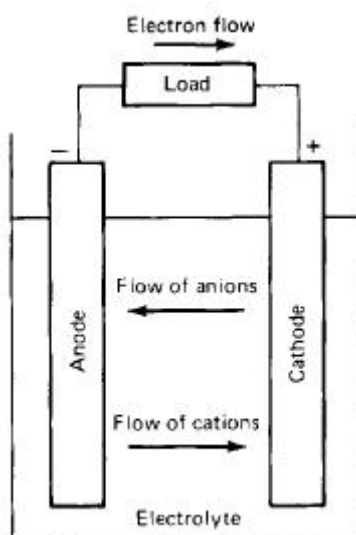


Fig. 26 - Operação electroquímica de uma bateria. [41]

Assim, apenas variando os materiais que compõem as baterias, é possível que estas tenham diversas características. Neste trabalho não nos vamos alongar muito mais na definição de cada tipo, pois não é esse o nosso objectivo neste estudo.

4.4 Complementariedade dos recursos

Existem vários indicadores que os vários recursos podem ser complementares uns em relação aos outros. Por exemplo, quando o vento não sopra, geralmente há sol, e vice versa [28]. Em [24] o autor claramente diz que o melhor recurso eólico se encontra presente nos meses de Inverno, enquanto o recurso solar é maior nos meses de Verão. Podemos então considerar que estes são complementares um em relação ao outro ao longo do ano.

Em [30] o autor analisa vários estudos acerca da combinação de vários recursos, e conclui que existindo várias opções para a produção energética, só é necessário ter algumas reservas de prevenção.

4.5 Smart-grids/Cargas flexíveis

Outra estratégia para se lidar com a variabilidade dos recursos consiste em encorajar um consumo diferido. Isto implica que o consumo pode ser atrasado ou adiantado para as horas em que existe mais produção, para que não exista tanto excesso em horas de vazio. A Figura 27, em baixo, apresenta várias opções para tornar esta uma opção válida.

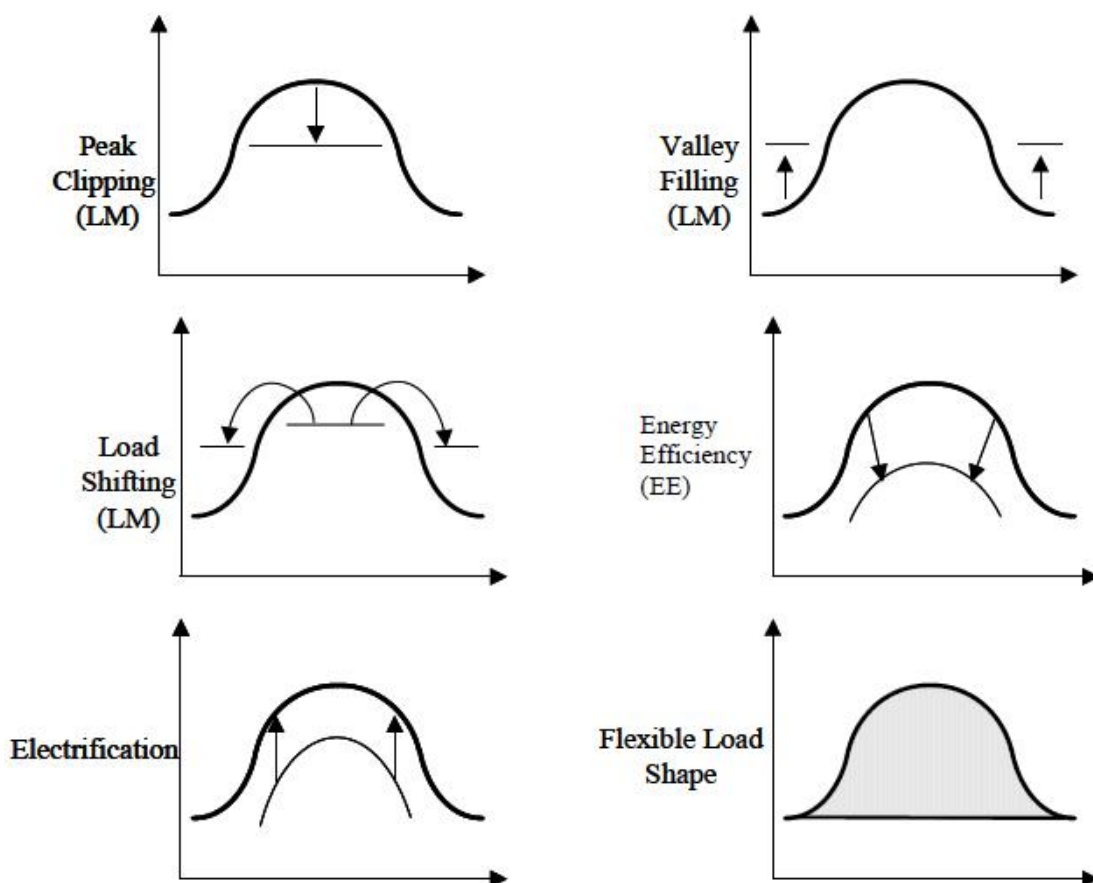


Fig. 27 – Várias formas de cargas flexíveis [42]

Para que esta técnica tenha ainda mais sucesso, é necessário que sejam também implementadas *smart grids*. As *smart grids* são sistemas eléctricos que usam computadores e automatização, que guardam e recebem informação dos consumidores e fornecedores de energia e permitem que seja feita uma melhor gestão da rede [43], pois ao receberem estas informações podem fazer com que um certo consumo seja alterado para uma hora em que exista uma produção renovável ou que a rede não esteja tão sobrecarregada..

É a pensar nisto que em [44] é feito um estudo de como é possível adiar certos consumos em aplicações domésticas sem que o utilizador tenha de alterar hábitos de consumo.

4.6 Hidrogénio

O hidrogénio poderá fazer parte também de um futura estratégia para lidar com a variabilidade dos recursos. Dimensionando uma rede que permita produzir excesso de energia, pode ser suficiente para suprir todo o consumo apenas com renováveis. Mas haverá certas alturas em que haverá excesso de produção, e esta pode ser utilizada para o produção de hidrogénio. Se este hidrogénio for proveniente da electrólise da água (uma substância abundante em todo o planeta), será possível produzir hidrogénio em todos os locais onde exista excesso de produção renovável, e usar este tanto como reserva para a produção de electricidade (através da sua queima directa em centrais ou através de células de combustível) ou ser utilizado como combustível para uma futura rede de transportes.

4.7 *Virtual Power Plants*

4.7.1 Conceito

O conceito de uma *Virtual Power Plant* é o de fazer a gestão de uma carga, através do controlo num único local, de centrais de deconversão de vários tipos de energia, que se encontram dispersas no espaço (como por exemplo centrais eólicas, solares, térmicas e hídricas). Este conceito, permite que se faça uma melhor gestão da energia produzida por cada tipo de central ao longo do dia e do ano, pois permite a produção de electricidade a qualquer altura, devido à combinação da produção das várias fontes existentes na central. Este conceito põe em prática algumas das ideias sobre gestão da variabilidade apresentados anteriormente neste capítulo.

Este conceito encontra-se actualmente a ser testado na Alemanha como o nome de *Kombikraftwerk* (Central Eléctrica Combinada), através da iniciativa das empresas Enercon GmbH, Schmack Biogas AG e SolarWorld AG. Esta *Virtual Power Plant* controla 36 centrais por toda a Alemanha, e combina 12,6MW de energia eólica, 5,5MW de energia fotovoltaica, e 4MW em centrais de biomassa/biogás. Todas juntas, estas centrais têm o potencial de gerar 448TWh/ano, sendo que a previsão de produção é de 41,1GWh/ano. [45]

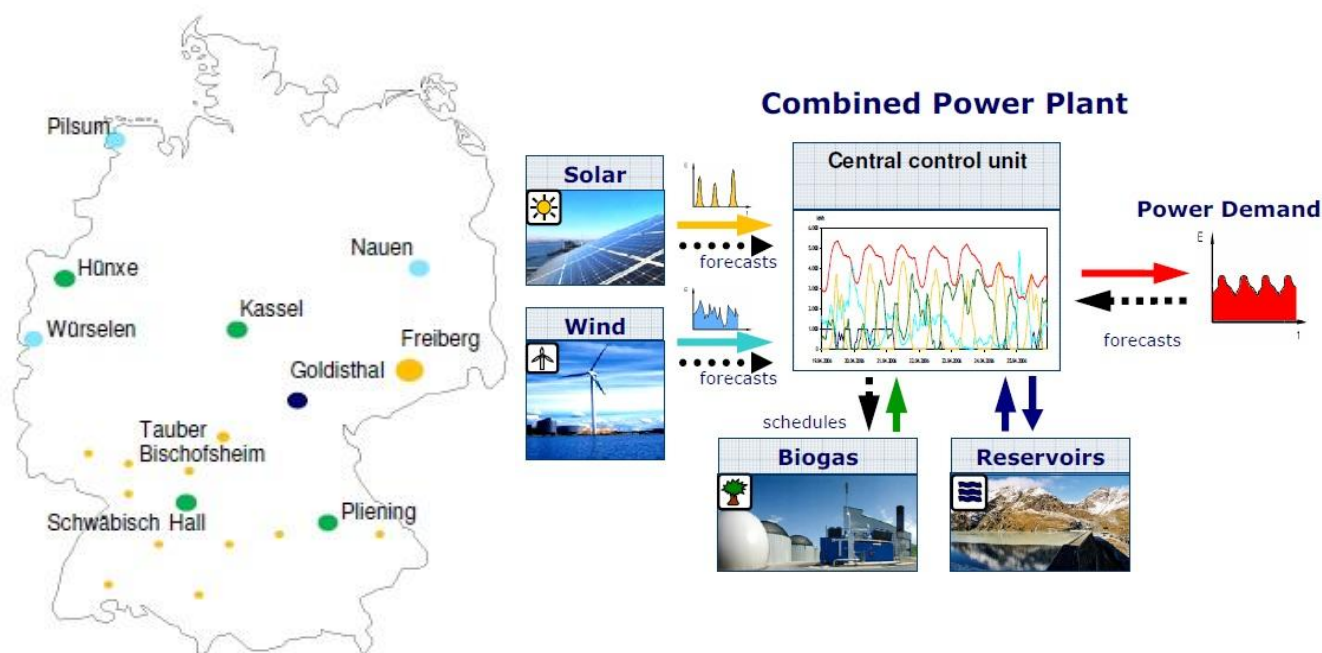


Fig. 28 – Mapa da distribuição das várias centrais [46]

4.7.2 Aplicação à Península Ibérica

Este é um conceito interessante de se utilizar na Península Ibérica, pois esta apresenta dimensões que permitem lidar com a variabilidade das fontes de energia em toda a sua extensão, e está subjacente ao trabalho aqui apresentado.

Se as fontes estiverem dispersas no espaço é possível que num local não haja vento (por exemplo na Galiza), enquanto noutro local mais afastado (zona de Cádiz ou Almeria) exista. O mesmo acontece com o recurso solar, num local poderá apresentar elevados níveis de nebulosidade (Alentejo), enquanto outro (zona de Murcia) já apresente céu limpo, permitindo sempre que exista produção de electricidade, apesar de em alguns locais essa produção não apresentar as melhores condições.

5. Energy Plan

Até ao momento foram demonstrados como o sistema ibérico irá ser no futuro, e de como neste horizonte temporal as fontes renováveis de produção de energia terão um papel cada vez maior na produção de electricidade. Devido às características destas, existe o receio de que não seja possível uma produção constante de electricidade, mas como foi demonstrado no Capítulo 4 já existem variadas formas de lidar com a variabilidade inerente a estes recursos e existe mesmo um projecto para demonstrar que estas estratégias são exequíveis. Tendo tudo isto em conta iremos de seguida aplicar a nossa análise a um sistema futuro em que existe grande penetração de energia renovável no sistema. Mas antes de avançarmos para esta análise foi necessário escolher uma ferramenta para realizar esta análise. Neste capítulo será descrito o porquê da escolha do EnergyPlan e os seus princípios de funcionamento.

5.1 Introdução

Para a análise do sistema electroprodutor Ibérico, foi necessário encontrar uma ferramenta que permitisse trabalhar com várias fontes de energia assim como comparar a energia produzida com um determinado perfil de consumo. De entre as várias ferramentas existentes [47], vários critérios tiveram de ser utilizados para a realizar a escolha da ferramenta mais acertada. Entre estes critérios estão a ferramenta não ter custos, ser possível simular um sistema 100% renovável (apesar de só nos focarmos no sector eléctrico) e ser possível realizar uma optimização do sistema.

Depois de analisarmos as ferramentas disponíveis no mercado, concluímos que o Energy PLAN, desenvolvido na Universidade de Aalborg, na Dinamarca, seria a ferramenta mais eficaz para realizar este trabalho.

5.2 Funcionamento

O Energy PLAN é uma ferramenta criada pelo professor Henrik Lund, da Universidade de Aalborg, na Dinamarca, que serve para analisar sistemas de energia, através de um modelo computacional. [48] [49]

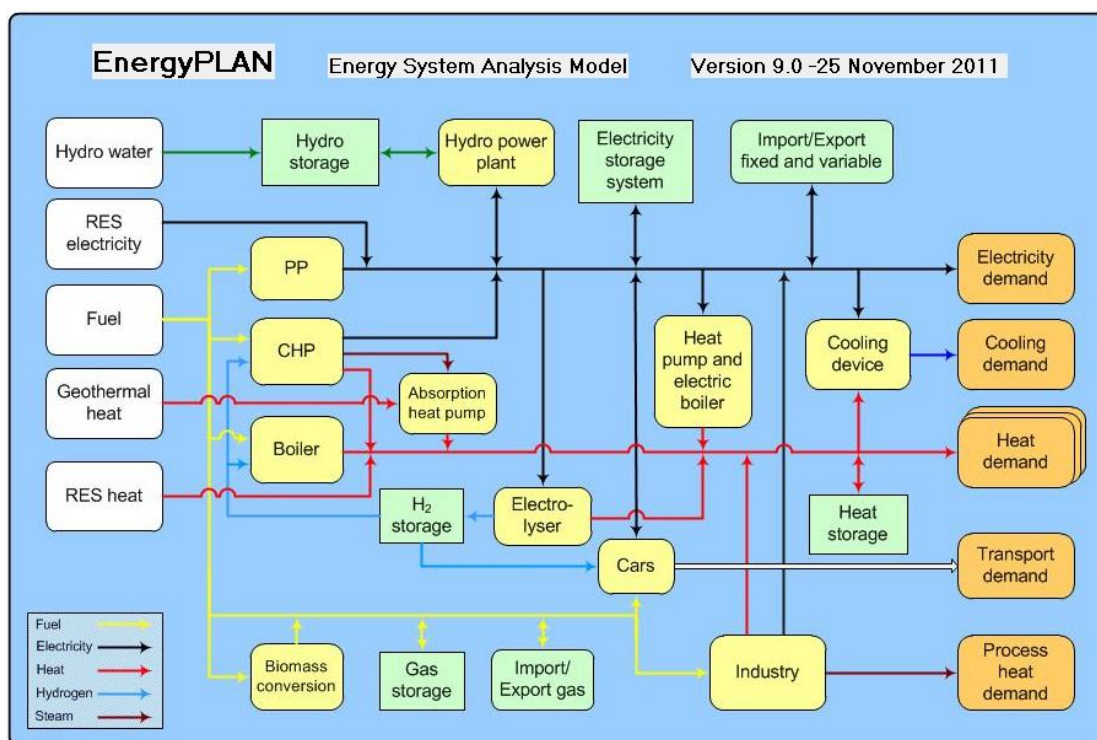


Fig. 29 – Esquema de funcionamento do EnergyPLAN

Este software foi criado em 1999, ainda usando folha de cálculo em Excel. Com o desenvolvimento do programa, este passou a ser programado em Delphi Pascal, na versão 5.0. A partir daqui foram sendo adicionadas mais opções até que chegámos à versão actual – 9.0, como é possível ver na Figura 29.

O principal objectivo deste modelo é ajudar a planear as estratégias energéticas de um país ou de uma região. O modelo destaca-se pela análise de diferentes estratégias de regulação, focando-se especialmente na interacção entre centrais de co-geração e as flutuações das fontes renováveis.

O modelo é um modelo típico de *input/output*. Normalmente os *input* são o consumo, as fontes de energia renováveis, capacidades nominais das centrais, custos e diferentes estratégias de regulação para importação/exportação de energia, e ainda o excesso de produção de electricidade. Os *outputs* são balanços de energia e produções anuais de cada fonte, consumo de combustível, importação/exportação de energia e custos totais.

O modelo pode ser usado para diferentes tipos de análises do sistema energético:

- Análise técnica: desenhar e analisar grandes e complexos sistemas de energia a nível nacional e sobre diferentes estratégias técnicas de regulação. Nesta análise, os *input* são o consumo, as capacidades de produção e eficiências das várias fontes. Os *output* consistem nos balanços energéticos anuais, consumos de combustível e emissões de CO₂.
- Análise de mercados: esta análise inclui as trocas de electricidade a nível internacional. Neste caso o modelo necessita de mais dados para poder identificar os preços do mercado e assim determinar a resposta que o mercado tem à variação de importações/exportações. Os *input* também necessitam de contar o custo marginal da produção de cada unidade de produção. O modelo é baseado na assunção de que cada central será o mais economicamente eficiente possível em termos económicos, o que inclui lucros, impostos e custos de emissões de CO₂.
- Estudos de viabilidade: o cálculo da viabilidade é feito através do cálculo dos custos totais anuais do sistema, através de diferentes *desings* e estratégias de regulação. Neste caso, os *inputs* são os custos de investimento e manutenção, o tempo de vida da tecnologia e a taxa de juro. O modelo determina as

consequências socio-económicas das produções. Os custos são divididos em 1) custos de combustível, 2) custos variáveis de operação, 3) custos de investimento, 4) custos fixos de operação, 5) custos de importação/exportação e os seus benefícios e 5) possíveis pagamentos derivados das emissões de CO₂.

O princípio de funcionamento do sistema de energia do EnergyPLAN é o que pode ser observado na Figura 28. Basicamente os *input* são:

- Consumo de energia (calor, electricidade, transportes, etc)
- Produção de energia por parte das centrais e recursos (turbinas eólicas, centrais térmicas, armazenamento, etc)
- Regulação (definir o tipo de regulação que vamos querer e incluir limitações técnicas ao sistema, como limites na capacidade de transporte de energia, etc)
- Custos (custos do combustível, impostos, custos variáveis e fixos de operação e custos de investimento)

5.2.1 Lógica de funcionamento do programa

Nesta ferramenta podemos escolher entre uma análise técnica ou uma análise de mercado/económica de optimização. Na Figura 30 é possível observar os passos fundamentais que são utilizados pelo programa. No primeiro passo são realizados cálculos descritos anteriormente, e são escritos os *input* em folhas de cálculo. De seguida são realizados cálculos que não envolvem o balanço energético. De seguida o procedimento é dividido numa optimização técnica OU numa optimização mercado/económica. Na primeira o modelo procura minimizar a importação/exportação de electricidade e identificar a solução que permite consumir menos combustível, enquanto na segunda optimização, esta pretende identificar a opção com menores custos de cada unidade de produção.

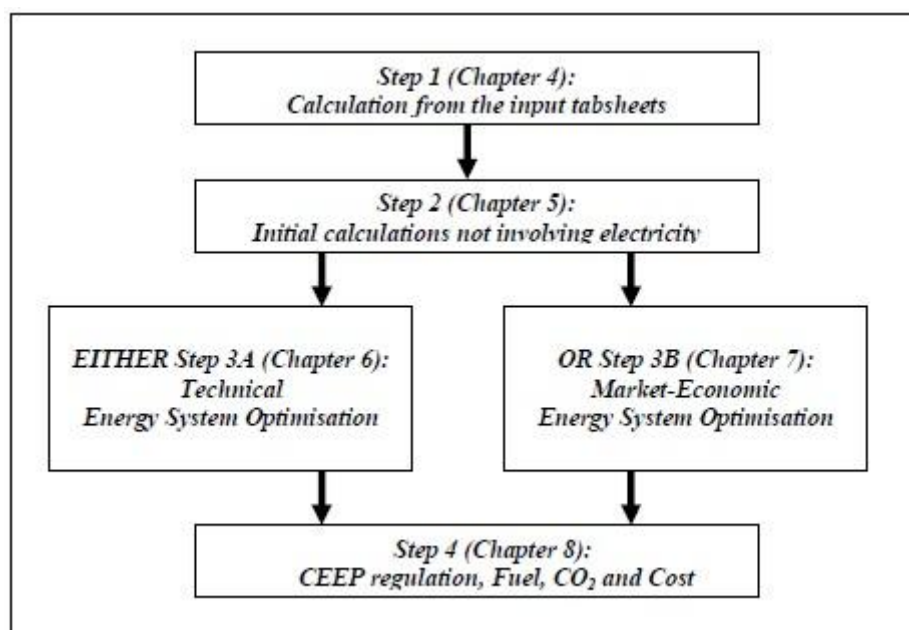


Fig. 30 - Passos fundamentais utilizados pelo programa [48]

De seguida são mostrado em maior detalhe os cálculos realizados em cada passo.

Passo 1 – Cálculos provenientes dos *input*:

- 1 – Cálculo do consumo de electricidade
- 2 – Cálculo da produção de solar térmico

- 3 – Cálculo das fontes de energia renovável.
- 4 – Cálculo da energia hídrica
- 5- Cálculo da energia nuclear ou geotérmica
- 6 – Cálculo individual da energia solar térmica, caldeiras, centrais de co-geração e bombas de calor.
- 7 – Cálculo dos biocombustíveis para transporte e produção proveniente de resíduos.
- 8 – Cálculo dos preços de mercados externos.

Passo 2 – Cálculos iniciais que não envolvem o balanço eléctrico:

- 1 – Fixar a importação/exportação de electricidade
- 2 – Cálculo do *district heating*
- 3 – Cálculo da produção de calor e electricidade provenientes do *district heating*
- 4 – Cálculo da produção das caldeiras, subtraindo ao consumo do *district heating*
- 5 – Cálculo da produção do grupo 1 do *district heating*

Passo 3:

Opção A – Análise técnica

- 1 – Cálculo da produção de centrais de co-geração, bombas de calor e caldeiras nos grupos 2 e 3
- 2 – Cálculo do consumo flexível (incluindo carga do excesso de produção para veículos eléctricos)
- 3 – Cálculo da produção de centrais de co-geração, bombas de calor e caldeiras nos grupos 2 e 3
- 4 – Cálculo do produção de energia hídrica
- 5 – Cálculo individual das centrais de co-geração e bombas de calor
- 6 – Cálculo do consumo do electrolisador
- 7 – Cálculo do armazenamento de calor nos grupos 2 e 3
- 8 - Cálculo do consumo do transporte (eléctrico ou a hidrogénio)
- 9 – Cálculo do armazenamento de electricidade

Opção B – análise de mercado/económica

- 1 – Optimização mercado-económica
- 2 – Cálculo da produção mínima da co-geração 3
- 3 – Cálculo dos consumos de hidrogénio e electricidade para transporte e co-geração

Passo 4: regulação do CEEP (Excesso de electricidade crítica e exportável – Critical and Exportable Excess Electricity production), de CO₂ e cálculo de custos.

- 1 – Fixar de uma produção das caldeiras, e adicioná-lo às caldeiras dos grupos 2 e 3
- 2 – Regulação do CEEP
- 3 – Estabilização da rede
- 4 – Cálculo dos balanços nos sistemas de *district heating*
- 5 – Cálculo do consumo dos combustíveis
- 6 – Cálculo das emissões de CO₂
- 7 – Cálculo dos custos finais.

6. Modelação do sistema Ibérico

Tendo então sido descritos os princípios básicos de funcionamento do EnergyPLAN, neste capítulo iremos descrever que dados e suposições foram utilizados para criar o modelo a utilizar na ferramenta, iremos fazer a validação do programa para os dados utilizados e de como estes dados poderão ser considerados como referentes a um ano típico.

Antes de se começar a descrever que dados foram utilizados, é essencial explicar que a ferramenta escolhida necessita de dados horários para realizar os cálculos, designados de *distribuições*. Estas distribuições são ficheiros de texto e consistem em 8784 entradas. Para as distribuições de preço, os números terão de ser absolutos, enquanto que para as de consumo os valores são relativos, e são relacionados com o valor específico anual. Para as fontes de energia renovável, estes valores são relativos às capacidades específicas [48]. De salientar que o programa teoricamente necessita dos dados entre os valores de 0 e 1 (em que 0 é o valor mínimo e 1 o valor máximo), mas que neste momento podem ser introduzidas as demandas/produções reais, que a ferramenta automaticamente faz esta conversão. Assim, as produções provenientes de energia renovável variam consoante as potências instaladas, dado que será a potência instalada multiplicada pelo valor horário que se encontra naquele momento na distribuição.

Por razões explicadas em baixo, só se utilizou os diagramas de carga e produção portugueses (excepto no nuclear), devido a se assumir que as curvas portuguesas e espanholas são semelhantes. Os dados de *input* que foram utilizados foram:

- Consumo de electricidade: foi utilizado apenas o diagrama de carga português, pois este, como podemos verificar a seguir, apresenta bons resultados na simulação.
- Produção de energia eólica: foi utilizado o diagrama de carga de Portugal, através da recolha de dados da REN. Devido a um erro que não podemos qualificar, ao se utilizar os dados da REN e REE o programa calculava uma produção errada. Foi assim decidido utilizar unicamente a curva portuguesa.
- Produção de energia hídrica: foi apenas utilizado o diagrama de carga português, pois este era o único que nos proporcionava uma divisão entre a energia produzida em barragens de albufeira e em barragens de fio de água.
- Produção de energia solar: foi apenas utilizado o diagrama de carga português pois este não era disponibilizado pela rede espanhola. Dado que perto de 85% da potência instalada se encontra na região do Alentejo [50], assumimos que estes dados serão semelhantes a uma produção na Andaluzia.
- Produção de energia nuclear: foi utilizado o diagrama de carga das centrais espanholas em 2011, onde os dados foram retirados de 12 em 12 horas.
- Produção de energia geotérmica: foi assumida que a produção é constante ao longo do ano.
- Produção de energia a partir de resíduos: foi assumida que a produção é constante ao longo do ano.

6.1 Validação do programa

Depois de recolhidos todos os dados que vamos utilizar para realizar a optimização, fomos testar o programa, para perceber se este é capaz de apresentar cenários correctos. Primeiro parâmetro que se analisou foi o consumo da energia eléctrica, apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 – Comparação entre a média do consumo real e consumo calculado pelo EnergyPLAN para Portugal em 2011

Mês	Média de Consumo Mensal (MW)		Diferença	
	Real 2011	EnergyPLAN	MW	%
Janeiro	6551,34	6590	38,66	0,59
Fevereiro	6397,06	6434	36,94	0,57
Março	5898,04	5913	14,96	0,25
Abril	5304,35	5286	-18,35	-0,35
Maio	5442,12	5520	77,88	1,41
Junho	5449,00	5493	44,00	0,80
Julho	5588,07	5633	44,93	0,80
Agosto	5294,83	5292	-2,83	-0,05
Setembro	5543,07	5561	17,93	0,32
Outubro	5336,67	5411	74,33	1,37
Novembro	6104,80	6079	-25,80	-0,42
Dezembro	5757,96	5818	60,04	1,03

Como podemos observar na Tabela 9 os resultados não se desviam muito dos consumos reais, sendo que podemos então admitir que a simulação está correcta. De salientar, que devido a se ter utilizado apenas a distribuição portuguesa, os cálculos apresentados nesta tabela anterior são para o consumo português. Realizando uma simulação com a mesma *distribuição* mas para o consumo na Península Ibérica, podemos concluir que os desvios são um pouco maiores, sendo o módulo do desvio médio de 2,84%, e o maior desvio é de -7,33%. Apesar destes valores, podemos considerar que a nossa *distribuição* apresenta valores de desvio pequenos e que os dados utilizados estão próximos do real e são extensíveis a toda a Península Ibérica.

O parâmetro que se analisou em seguida foi a produção das várias fontes disponíveis.

Tabela 10 - Comparação entre produção real e produção calculada pelo EnergyPLAN para a Península Ibérica em 2011

Unidade de Produção	Produção Real 2011 (TWh)	Produção EnergyPLAN (TWh)	Diferença	
			TWh	%
Energia Eólica	50,66	60,78	-10,12	-16,65
Energia Hídrica	6,17	5,52	0,65	11,78
Energia Solar PV	7,83	9,11	-1,28	-14,05
Energia Nuclear	57,67	57,70	-0,03	-0,05

Podemos observar na Tabela 10 que existe uma pequena diferença entre os dados reais e os resultados da simulação. Esta diferença pode ser explicada pelo facto da potência instalada que se usou para realizar a simulação ser a potência reportada no final do ano, e não a potência instalada em cada mês, pois do início do ano até ao final foram instalados 1425 MW de potência eólica, 290MW de potência solar PV na Península Ibérica [9][10], para além das diversas aproximações realizadas nas

distribuições de cada sistema produtor. No caso da energia hídrica de albufeiras, o erro resultante pode ser explicado do facto da *distribuição* utilizada ser só a portuguesa, e não a portuguesa e espanhola.

Estes resultados vêm de encontro com o que D. Connolly et al de [51] concluiu, quando realizou uma simulação para a Irlanda. Podemos então concluir que esta ferramenta é bastante precisa nos cálculos que realiza, sendo suficientemente exacta para se realizar o estudo de optimização que se pretende fazer.

6.2 O ano de 2011

Antes de avançarmos para a análise dos resultados, temos que caracterizar o ano escolhido para fazer esta análise..

Na base desta escolha está a necessidade de ser escolhido um ano “típico” tanto no consumo como na produção, para que sejam o mais próximo do real para simulações de anos futuros. O consumo, por ser o mais recente possível, é considerado como a melhor aproximação para um consumo “típico” no futuro.

Quanto à geração de electricidade a partir de fontes renováveis, temos que o índice de hidraulicidade para este ano, é de 8% [9] e 18% [10] inferiores aos valores médios históricos, em Portugal e Espanha, respectivamente. Em relação ao índice de eolicidade, temos que o valor é de 0,97 para Portugal [9] e para Espanha não nos é fornecido este valor, apesar de ser inferior aos valores de 2010. Quanto aos dados relativos à radiação solar, não foi possível realizar esta análise.

Dado que as *distribuições* utilizadas para realizar as simulações foram maioritariamente portuguesas, podemos afirmar que os valores anuais não sofreram grandes desvios em relação às médias históricas, e assim considerar que o ano de 2011 é um ano “típico”.

6.3 Outras alterações

Antes de analisar os resultados é necessário ainda referir algumas aproximações realizadas para se obter o sistema:

- Com a evolução tecnológica será possível os sistemas produzirem uma maior quantidade de energia para a mesma potência, por efeito da melhoria de eficiência do sistema. Para os cenários em 2050, foi utilizado o parâmetro *Correction Factor*, que nos permite aumentar a produção energética da tecnologia, sem aumentar a potência instalada. Este factor altera a produção de modo a que as horas em que a produção é máxima ou nulas não são alteradas, enquanto os outros valores são alterados, como mostra a Figura 31. Foi com base na modificação deste factor que foi realizado o aumento de eficiência das várias tecnologias.

- Não foi possível obter nenhuma produção diária para o CSP, sendo que foi utilizada produção de base do PV para simular a produção do CSP. Esta produção foi obtida realizando uma média entre cada duas horas para se obter uma curva mais suave e permitir que fosse observada uma inercia térmica, característica destes sistemas. Assim, foi considerado que a produção anual do CSP seria 3 vezes superior [52] ao valor indicado pelo programa, através do *Factor de Correção*.

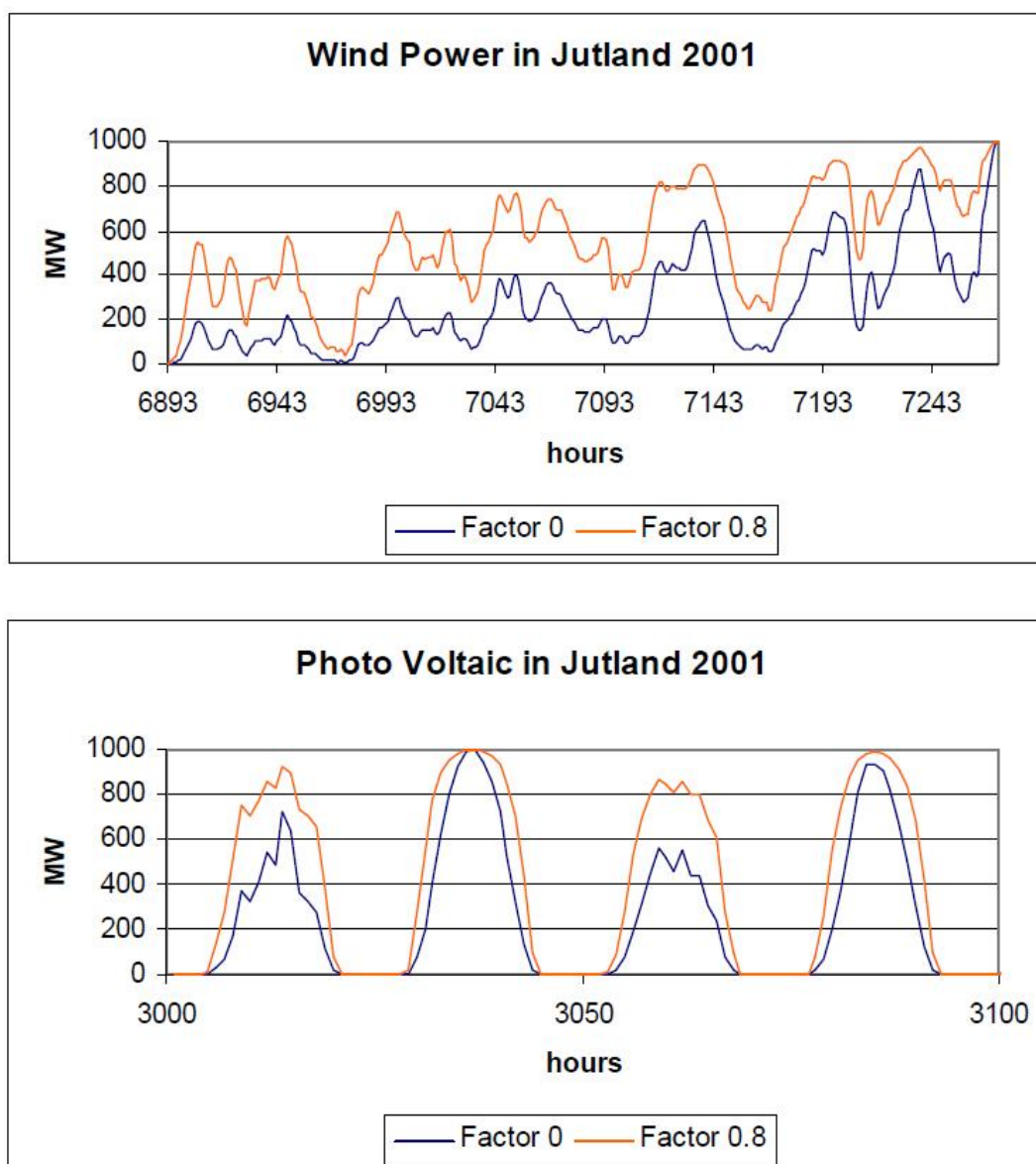


Fig. 31 – Variação da produção para Factor de correcção de 0 e 0,8 [48]

- O mesmo aconteceu para o eólico *offshore*, em que foi criada uma *distribuição* fazendo uma média de 5 horas do vento *onshore*, para que a variação do vento seja menor. Devido a esta simplificação foi considera que a produção do eólico *offshore* seria 1,5 vezes superior [53] ao valor apresentado pelo programa, através do *Factor de Correção*.

- Para se obter a produção anual da energia hídrica em albufeiras foi realizada uma proporção entre a energia produzida por esta tecnologia em 2011 e a que seria de esperar em 2020, para assim se obter a produção estimada. Com este valor, foi assim possível introduzir o parâmetro *Annual Water Supply*. Ainda para esta tecnologia, o valor utilizado para *Storage* foi o valor médio observado em 2011 nas barragens espanholas [10]. Foi utilizado o valor espanhol, pois calculando a energia máxima de possível de ser armazenada em Portugal (através do volume e altura das albufeiras), esta teria um valor bastante inferior ao país vizinho (cerca de uma ordem de grandeza), não tendo sido por isso utilizado;

- Devido ao programa só permitir a utilização de 4 tipos de tecnologias em simultâneo, aquando a utilização do CSP (em todos os cenários excepto no Cenário 1), a energia produzida pela hídrica de fio de água foi adicionada à hídrica em albufeira, para permitir que fosse utilizada mais uma tecnologia.

Assim foi necessário alterar novamente o valor de *Annual Water Supply* para que a produção ao fim do ano fosse a mais correcta.

- Para o cálculo da energia produzida através da biomassa, resíduos e biogás, foram considerados os valores de produção em Espanha [14], em que de seguida se realizou uma proporção para incluir a produção das centrais portuguesas.

7. Resultados

Tendo sido modelado o sistema ibérico e demonstrado que os dados utilizados são dados válidos, serão apresentados neste capítulo os resultados de várias simulações realizadas, e as várias optimizações alcançadas.

7.1 O sistema em 2020

Tal como descrito no Capítulo 2, vão ser realizados elevados investimentos pelos países da Península Ibérica para cumprirem as metas estabelecidas na directiva 2009/28/CE. Assim neste ano, o sistema electropductor deverá ter a seguinte constituição: [13][14]

Tabela 11 – Constituição dos sistemas renováveis do sistema electropductor na Península Ibérica em 2020

Tipo de sistema	Potência instalada (MW)
Eólico <i>Onshore</i>	40300
Eólico <i>Offshore</i>	750
Hídrica (fio de água)	2685
Hídrica (albufeira)	28978
Solar Fotovoltaico	7750
Solar Térmico	4850
Biomassa, Resíduos e Biogás	2210
Geotérmica	80
Oceanos	106
Linhas de transmissão	4000

Para 2020 prevê-se também que o consumo de energia eléctrica na Península Ibérica seja cerca de 368,6 TWh [51][52]. Sendo assim, e através das simulações efectuadas, a electricidade produzida a partir de fontes renováveis deverá corresponder a perto de 222,11TWh, ou seja cerca de 60,26%, bastante superior aos 34,21% produzidos em 2011 [9][10], passando a maioria da produção eléctrica a provir de fontes renováveis.

Olhando para as figuras 32, 33 e 34 podemos observar como o sistema se vai comportar em dias típicos nas várias estações do ano, em que as condições atmosféricas variam como foi explicado no Capítulo 3. Para a estação de Verão foi considerado um dia típico com o máximo de produção solar, o dia de Inverno com o mínimo de produção, e o de meia-estação como uma produção solar aleatória.

Ainda de referir que como é possível observar no Anexo A, que *RES12* corresponde às tecnologias de energia eólica *onshore* e PV, *RES34* a eólico *offshore* e CSP e *PP+* às tecnologias térmicas (carvão, gás natural e nuclear), hídrica, geotérmico e biomassa.

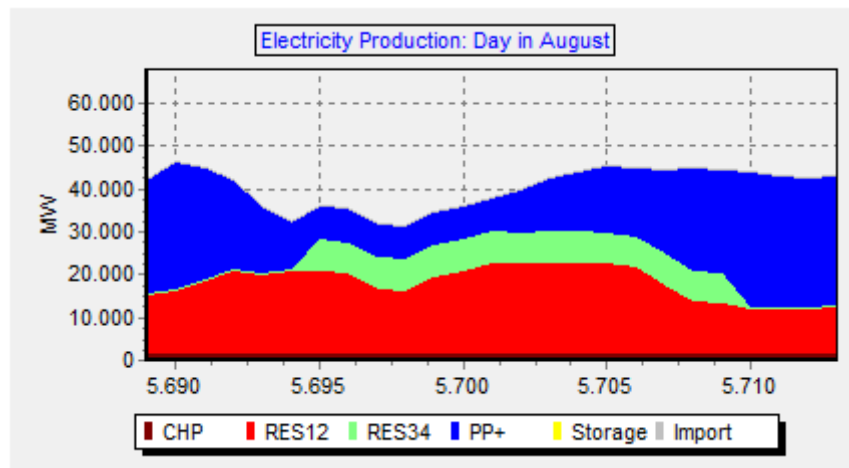


Fig. 32- Produção de electricidade num dia típico de Verão

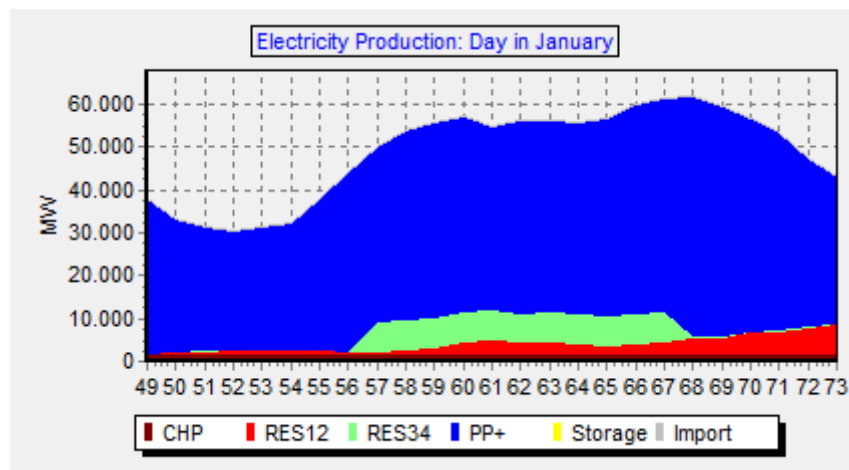


Fig. 33 - Produção de electricidade num dia típico de Inverno

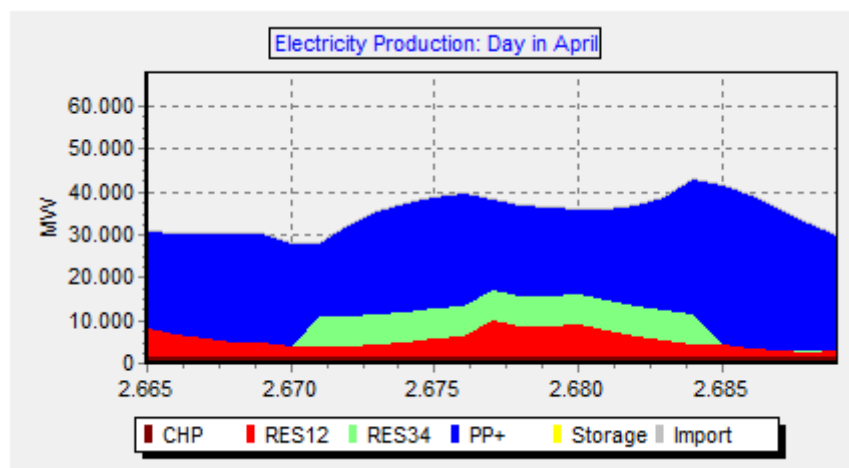


Fig. 34 - Produção de electricidade num dia típico de meia-estação

7.2 O sistema em 2050

Antes da apresentação e análise dos cenários para este ano, teremos de descrever outras premissas que foram utilizadas nas simulações:

- O sistema electroprodutor irá ser composto apenas por sistemas de conversão de fontes de energia renovável;
- O objectivo das simulações é que o sistema produtor seja capaz de gerar a quantidade de electricidade que o sistema consome durante um ano, para que seja possível ser considerado como um sistema 100% renovável;
- O EnergyPLAN diferencia o excesso de energia produzido pelo sistema em duas categorias:

1) EEEP (*Exportable Excess Electricity Production*), energia em excesso exportável para fora do nosso sistema através das linhas de transmissão (a preto na Figura 35);

2) CEEP (*Critical Excess Electricity Production*), excesso de energia produzida pelo sistema que não é possível exportar (a vermelho na Figura 35).

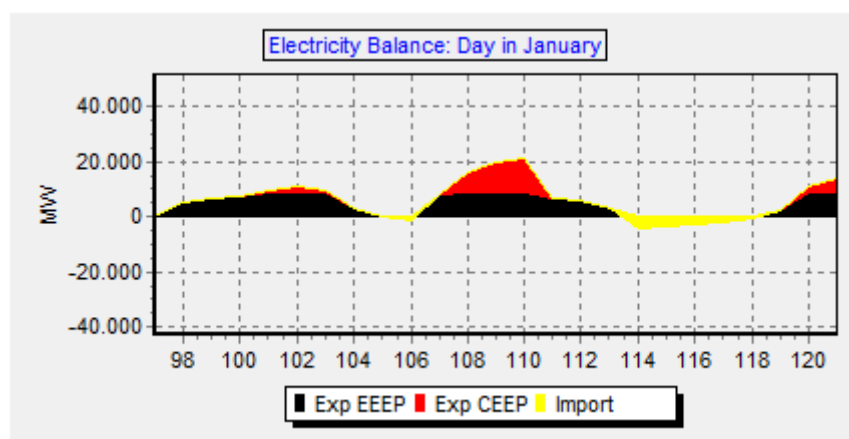


Fig. 35 - Balanço de energia num sistema com baixa capacidade de transmissão

Enquanto que a EEEP não apresenta nenhuma problema para o nosso sistema, a CEEP apresenta bastantes problemas pois o sistema está a produzir uma maior quantidade de energia que vai consumir e não existe a possibilidade de a utilizar, havendo o risco de o sistema eléctrico colapsar, caso não sejam encontradas alternativas para o consumo desta CEEP. Assim, as linhas de transmissão foram projectadas para que o valor médio anual calculado pelo EnergyPLAN em relação ao CEEP seja igual a 0, como é possível verificar nas tabelas no Anexo C.

- As tecnologias a utilizar serão as tecnologias existentes neste momento, sendo apenas consideradas as tecnologias já existentes no mercado, considerando que estas irão sofrer evolução tanto a nível da eficiência de conversão em energia eléctrica como de custos.

Através da consulta bibliográfica, podemos afirmar que para o ano de 2050 iremos ter bastantes alterações nestas duas *características* da tecnologia, e como é possível observar na Tabela 12. De notar, que de entre as várias consultas bibliográficas [55][56][57][58][59][60], foram escolhidos os valores mais baixos encontrados, no que se refere à variação dos custos.

Tabela 12 – Variação da eficiência e custo das várias tecnologias entre 2011 e 2050

Tecnologia	Variação de eficiência	Variação do custo
Eólico Onshore	+45%	-35,0%
Eólico Offshore	+45%	-38,0%
Hídrica	0%	-10,0%
Solar Fotovoltaico	100%	-77,0%
Solar Térmico	0%	-61,0%
Biomassa, Resíduos e Biogás	0%	0,0%
Geotérmica	0%	36,38%

Em relação ao aumento de eficiência da tecnologia eólica, foi tida como previsão os resultados médios apresentados em [55]. Foi ainda considerado que esta eficiência não iria ser diferente entre as duas tecnologias eólicas. Para a variação do custo foram utilizados os valores de -35% no caso do eólico onshore [56] e de -38% no caso do offshore [55].

No caso da energia hídrica, e devido a esta já ser considerada um tecnologia madura, não foi considerado nenhum aumento de eficiência. Já em relação aos custos, foi verificado que [14] prevê uma diminuição de 10% no custo desta tecnologia.

No caso da energia fotovoltaica foi considerado que o aumento de eficiência dos módulos seria de 100% (passando de um rendimento global de 11% para 22%) [57], considerando que a tecnologia dominante ainda iria ser a de silício cristalino. A redução do custo considerada foi de 77% [58].

No que diz respeito ao solar térmico (que aqui consideramos principalmente o CSP), e dado que a tecnologia já é bastante madura (considera-se que o único aumento de eficiência possível será a nível de armazenamento, que não foi considerado nas simulações) e por isso não terá um aumento que seja significativo. Através de [59] foi decidido uma redução de 61% em relação ao preço inicial.

Nas restantes tecnologias não foi considerado um aumento de eficiência, pois no caso da biomassa, resíduos e biogás considera-se que já são tecnologias maduras, e no caso da geotérmica, apesar de no futuro ser possível que esta tecnologia aumente de eficiência, devido à baixa expressão que terá no futuro da produção de electricidade na Península Ibérica, foi também desprezado qualquer aumento de eficiência. Em relação aos preços, considerou-se que apesar de ser possível que o preço das centrais de biomassa, resíduos e biogás possa a vir a ser mais reduzido no futuro, esta diminuição do preço seria compensada através de um aumento do preço da matéria prima, sendo que o valor se iria manter aproximadamente o mesmo. No caso do geotérmico foi de 36,38%. [60]

Os preços utilizados como base podem ser consultados em [61].

- Devido à forma como o EnergyPLAN foi programado, este dá prioridade à importação/exportação de energia em relação ao armazenamento. Assim poderia ter-se optado por duas opções:

- Utilizar o separador *ElecStorage* para simular um sistema produtor praticamente autosustentável, ou seja, mantendo a capacidade de transmissão de 2020 (4000MW) ir-se-ia calcular qual a capacidade de armazenamento necessário para tal sistema independente;
- Utilizar apenas a capacidade de armazenamento existente em 2020, ou seja a potência de returbinação de água das albufeiras (11727MW) e a capacidade de armazenamento nas referidas albufeiras (12000GWh), e investir no aumento da capacidade de transmissão.

A primeira opção ira permitir que a Península Ibérica se tornasse num sistema 100% sustentável, a nível de geração e consumo eléctrico, o que teria a vantagem de não estarmos dependentes de países terceiros (como até ao momento) para garantir a segurança de abastecimento de electricidade. Este é um dos principais objectivos da directiva 2009/28/CE da União Europeia, que pretende que esta região do globo deixe de estar dependente de outros.

Mas é exactamente esta questão que é a principal desvantagem deste tipo de opção. Tanto Portugal como Espanha pertencem à União Europeia e num futuro próximo não se prevê que

abandonem a UE, portanto terão de obedecer à legislação europeia, que neste momento pretende criar um mercado energético europeu [63], no qual estes dois países poderão retirar bastantes benefícios.

A Península Ibérica é uma região bastante privilegiada em relação ao recurso solar, sendo a região europeia com maior quantidade de radiação incidente (Figura 13). Este recurso tem a particularidade de seguir o consumo das populações ao longo do dia, pois é durante a parte diurna do dia que o consumo eléctrico é mais elevado. Assim, e com investimento adequado, esta região da Europa poderá ser um grande fornecedor de electricidade às restantes regiões durante as horas de maior consumo. É esta a principal vantagem da opção de não aumentar a capacidade de armazenamento, pois desta maneira é possível exportar energia durante as horas de maior consumo, para regiões onde esta demanda seja necessária. A principal desvantagem desta opção, é implicar que nas horas nocturnas do dia, ser necessário importar energia para suprir o consumo nesta região da Europa, ficando a Península Ibérica dependente do *exterior* para conseguir satisfazer a procura.

Outra ponto que deve ser referido é o do próprio armazenamento em si e os custos associados. Devido a uma política antiga nos dois países, já está instalada uma elevada capacidade de hídrica no sistema. Assim, para realizar um aumento de capacidade de armazenamento efectiva será necessário recorrer a outro tipo de tecnologia. Como foi demonstrado em na secção 4.3, existem várias tecnologias possíveis de utilizar para realizar o armazenamento, mas como a discussão neste momento se desenrola em torno da questão de gestão de potência, consideramos que este aumento de armazenamento terá de ser realizado através de baterias. Neste trabalho não se pretende discutir qual o tipo de bateria a ser utilizada, mas abordar as vantagens e desvantagens de um sistema de armazenamento deste tipo. A primeira questão prende-se com a capacidade que seria necessária instalar para durante o ano não haver falhas no fornecimento de electricidade ao consumidor. Este cálculo não é possível de realizar com os resultados que o programa nos apresenta, pois seria necessário saber hora a hora, qual a capacidade de armazenamento necessária, tanto para fornecer energia ao sistema como para armazenar o excesso de produção. A segunda questão prende-se com os custos. Se por um lado será necessário fazer um investimento para a instalação de vários bancos de baterias e da respectiva capacidade de injeção de potência na rede eléctrica (que teria de ser bastante elevada), por outro também não é preciso realizar o investimento no aumento das linhas de transmissão. Como não podemos calcular qual a capacidade de armazenamento necessário, não nos é possível realizar este cálculo.

Tendo todos estes argumentos como base, foi decidido que a nossa escolha iria recair sobre a segunda opção, de aumentar a capacidade de transmissão aumentando as trocas com o resto da Europa.

- O procedimento utilizado para calcular os cenários foi:

As únicas tecnologias que irão sofrer alteração de potência instalada serão o PV e o eólico *offshore*. Foram escolhidas apenas estas duas tecnologias pois são as que apresentam maior potencial, tanto tecnico como económico para esta região da Europa.

Através de várias simulações foram criadas duas configurações para cada cenário: uma em que seria o PV a produzir a energia necessária para a premissa *produção igual a consumo*, sem alterar mais nenhuma das outras tecnologias em relação ao instalado em 2020, e a segunda seria a de que seria o eólico *offshore* a produzir o necessário, admitindo uma saturação dos locais onde é possível instalar centrais de eólico *onshore*.

Para o cálculo dos custo foram considerados:

- a) O custo de investimento para cada tecnologia, o periodo de vida útil e o custo de Operação e Manutenção (O&M), sendo este referenciado como percentagem do investimento.
- b) Foi considerado que o pagamento não era amortizado totalmente aquando da instalação, mas ia sendo pago ao longo da vida útil da tecnologia, com uma taxa anual de 5% [62].
- c) O programa calcula também para cada configuração, os custos de importação/exportação anuais do sistema.

d) Foi ainda incluído o custo da instalação das linhas de transmissão, sendo que este custo foi calculado da mesma forma que as restantes tecnologias.

Nota: estas tabelas poderão ser consultadas no Anexo C.

Tabela 13 – Variação do custo de investimento, e custos de O&M e tempo de vida útil das tecnologias

Tecnologia	Custo Investimento 2020 (€/kW)	Custo Investimento 2050 (€/kW)	O&M (%)	Tempo de vida útil (anos)
Geotérmico	4662,5	2966,28	3,20	30
PV	3850,0	885,50	0,94	25
CSP	4312,5	1681,86	4,06	30
Eólico Onshore	1325,0	861,25	3,02	25
Eólico Offshore	2950,0	1829,00	3,39	25
Hídrica Albufeira	3000,0	2700,00	1,17	50
Hídrica Fio de água	3150,0	2835,00	1,27	50

7.2.1 Cenário 1

Neste cenário foi considerado que a tecnologia dominante na produção de electricidade através do Sol será o PV, devido ao aumento da eficiência e diminuição de custos. Devido à enorme potência de PV que foi instalada, até num dia de Inverno, em que se espera que a quantidade de radiação incidente seja reduzida, e com baixa produção por parte do eólico, seja possível, durante 10 horas, produção suficiente para suprir o consumo, e até superá-lo, como podemos observar na Figura 36.

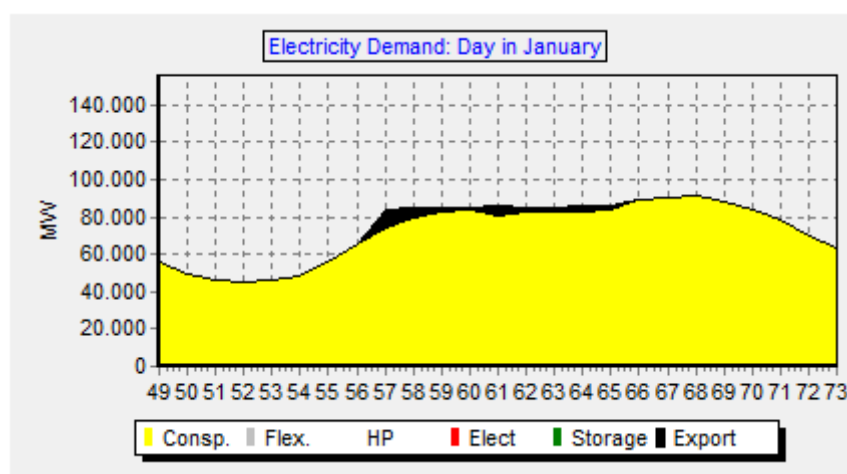


Fig. 36- Consumo e exportação num dia com baixa radiação

No entanto, em dias de maior radiação, temos que não só o consumo é suprido na totalidade nas horas em que existe radiação, e que inclusivamente a produção excede bastante o consumo, como é possível observar na Figura 37. É especialmente devido a este excesso de produção durante o período diurno do dia, que seria necessário reforçar fortemente a capacidade de transmissão para

exportar o excesso de energia gerado, sendo que este aumento seria dos 4000MW de 2020 para 74.000MW, bastante superior aos 62.000MW caso se optasse por um aumento da capacidade simplesmente por via do eólico *offshore*.

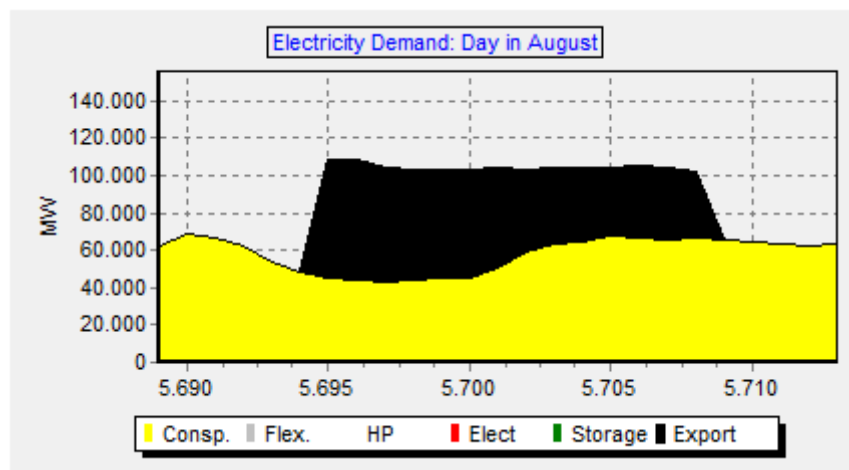


Fig. 37 - Consumo e exportação num dia com elevada radiação

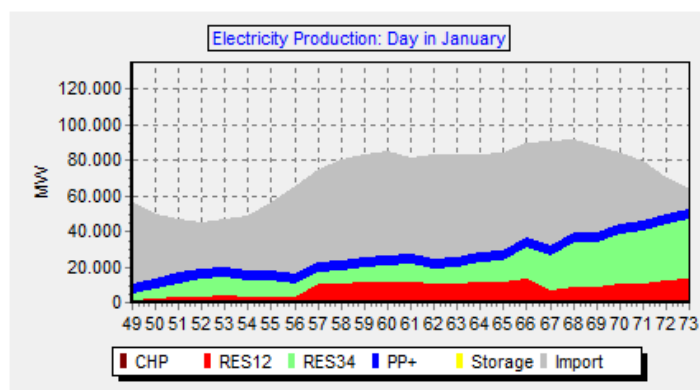


Fig. 39 - Produção do sistema na configuração com eólico *offshore*, para um dia de Inverno

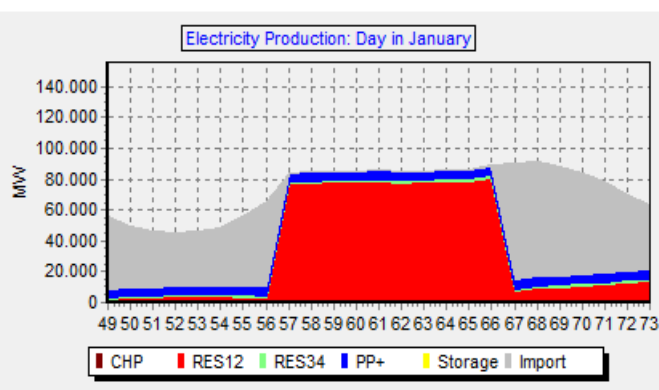


Fig. 38 - Produção do sistema na configuração com PV, para um dia de Inverno

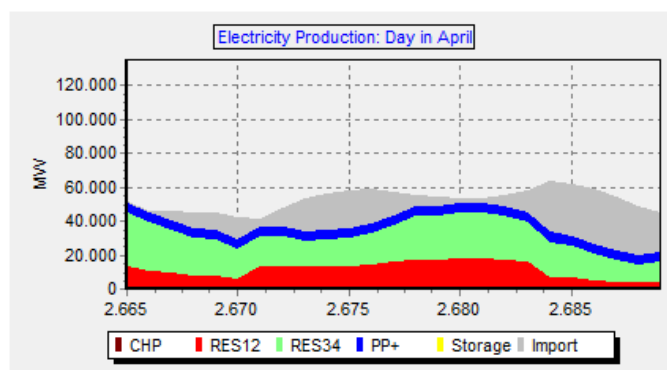


Fig. 40 - Produção do sistema na configuração com eólico *offshore*, para um dia de meia-estação

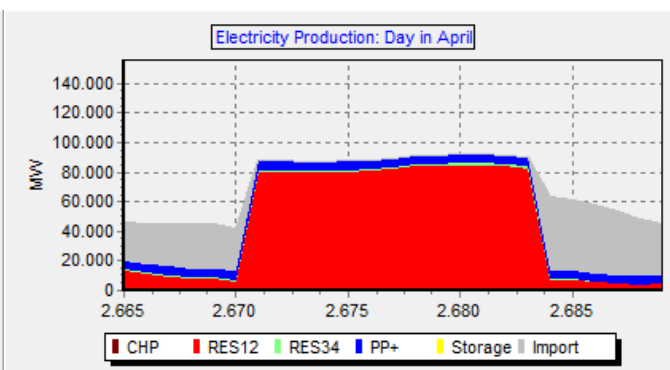


Fig. 41 - Produção do sistema na configuração com PV, para um dia de meia-estação

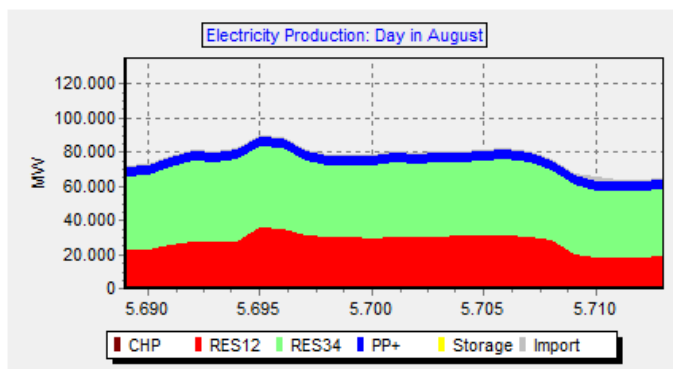


Fig. 43 - Produção do sistema na configuração com eólico *offshore*, para um dia de Verão

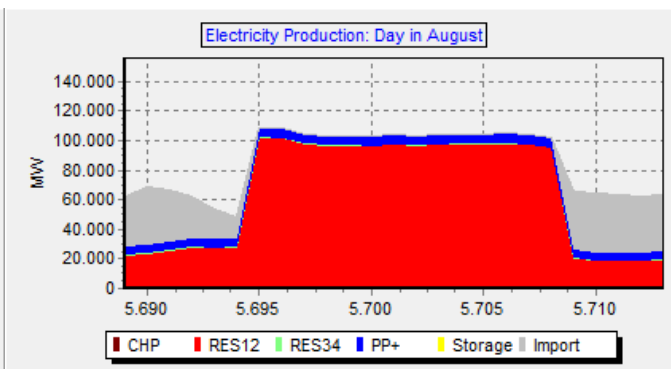


Fig. 42- Produção do sistema na configuração com PV, para um dia de Verão

Para cumprir com a premissa inicial, seria necessário ter instalados 55.360MW de eólico *offshore* e 72.846MW de PV, uma adição de 54.880MW e 65.096MW respectivamente, ao panorama do ano de 2020. Nas Figuras 38 a 43 podemos observar como o sistema se iria comportar nos mesmos dias “típicos” iniciais, para cada configuração do sistema, nos quais *RES12* corresponde às tecnologias de energia eólica *onshore* e PV, *RES34* a eólico *offshore* e hídrica de fio de água e *PP+* à hídrica de albufeira, geotérmico e biomassa.

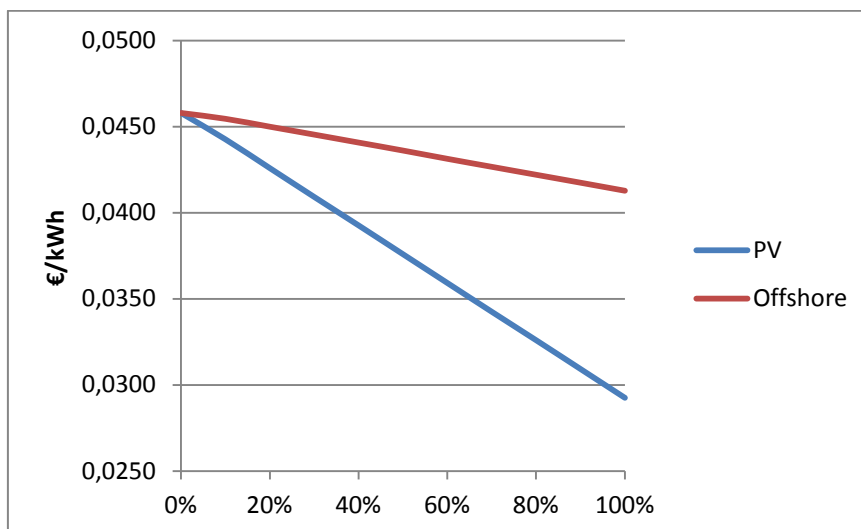


Fig. 44 - Variação do custo em relação ao aumento da potência instalada

Na Figura 44 podemos observar a variação do preço da electricidade à medida que se vai adicionando mais potência de cada tecnologia ao sistema. Assim, é possível afirmar que o custo da geração de electricidade no caso de não serem realizados aumentos de potência seria de 0,0458€/kWh, enquanto que o preço poderia diminuir até 0,0293€/kWh no caso de ser considerado apenas um aumento de potência no PV

7.2.2 Cenário 2

Neste segundo cenário, a principal diferença em relação ao Cenário 1, deve-se ao facto de considerar a utilização do CSP, considerando assim que esta terá um papel importante na produção de energia eléctrica. A potência do CSP é a instalada em 2020, o que irá corresponder a uma produção de aproximadamente 32,76TWh anuais. É devido a esta diferença que o preço inicial deste sistema é menor que o do Cenário 1, pois apesar de se ter um aumento de custos na O&M do sistema, verifica-se uma diminuição da importação de energia.

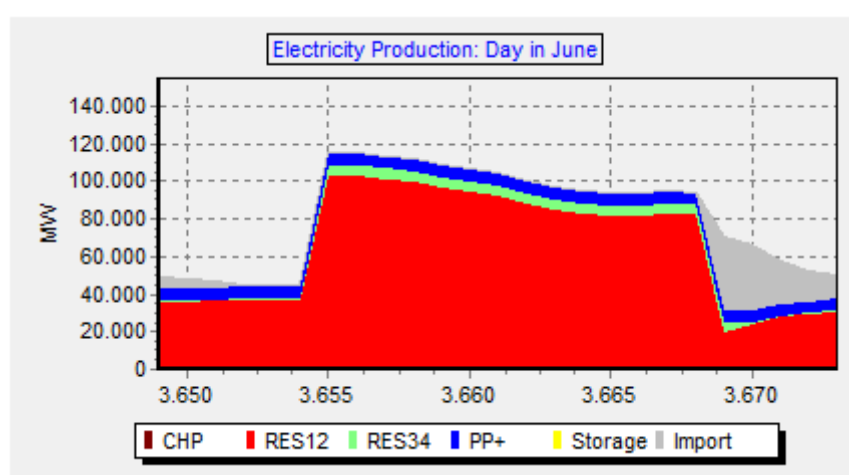


Fig. 45 - Produção do sistema num dia aleatório

Devido à introdução desta tecnologia, em relação ao sistema anterior, não iremos encontrar diferenças no que se refere à necessidade de capacidade de transmissão do sistema, uma vez que o CSP e o PV produzirem no mesmo ciclo diurno, ou seja, a introdução do CSP iria apenas fazer aumentar o pico de produção do sistema, como podermos observar na Figura 45. Em consequência,

temos uma redução de 500MW no caso da configuração PV e um aumento de 500MW no caso da configuração eólico *offshore*.

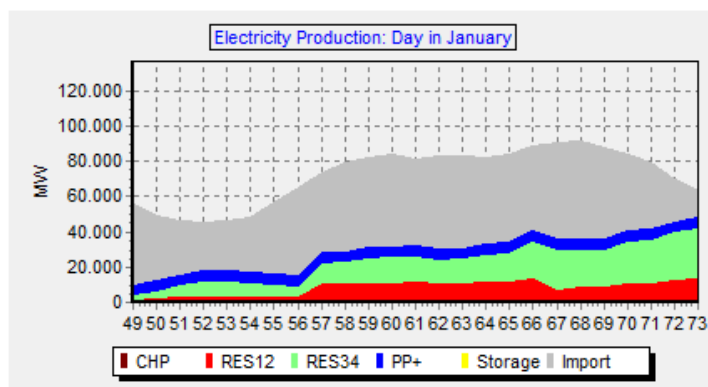


Fig. 46 - Produção do sistema na configuração com eólico *offshore*, para um dia de Inverno

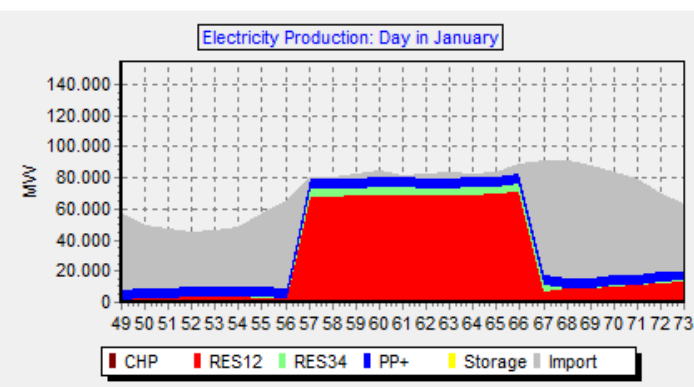


Fig. 49 - Produção do sistema na configuração com PV, para um dia de Inverno

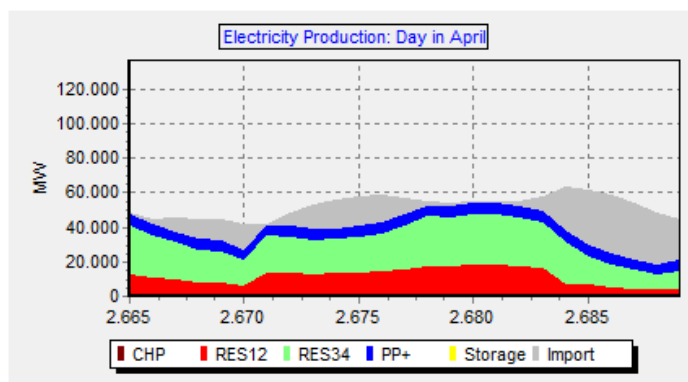


Fig. 48 - Produção do sistema na configuração com com eólico *offshore*, para um dia de meia-estação

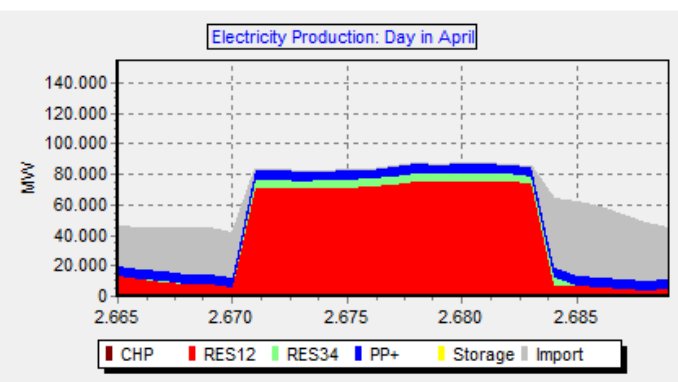


Fig. 47 - Produção do sistema na configuração com PV, para um dia de meia-estação

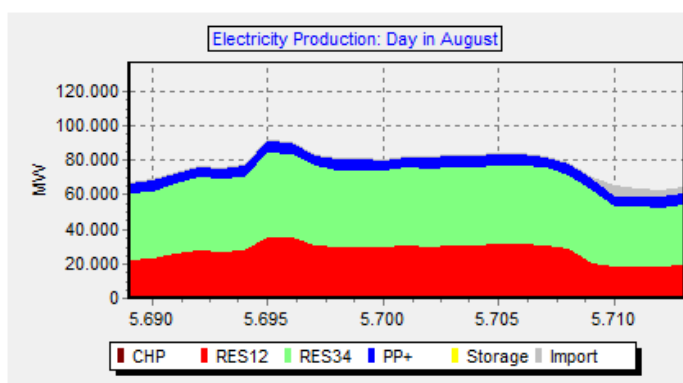


Fig. 51 - Produção do sistema na configuração com eólico *offshore* , para um dia de Verão

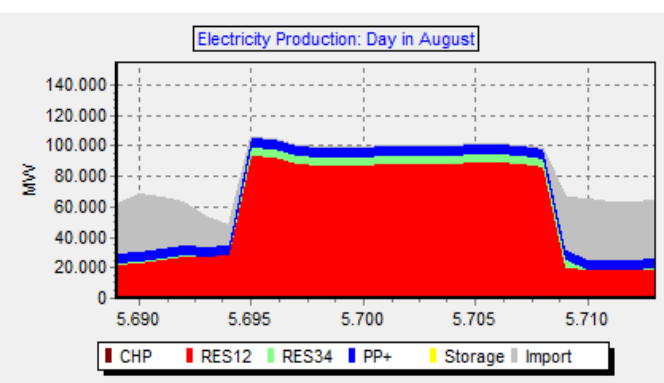


Fig. 50 - Produção do sistema na configuração com PV, para um dia de Verão

Neste cenário, para se cumprir com a premissa inicial, seria necessário ter instalados 49.485MW de eólico *offshore* e 65.557MW de PV, uma adição de 54.880MW e 65.096MW respectivamente. Nas figuras 46 a 50 podemos observar como o sistema se iria comportar nos mesmos dias “típicos” iniciais, para cada configuração do sistema, nos quais *RES12* corresponde às tecnologias de energia eólica *onshore* e PV, *RES34* a eólico *offshore* e CSP e *PP+* à hídrica total, geotérmico e biomassa.

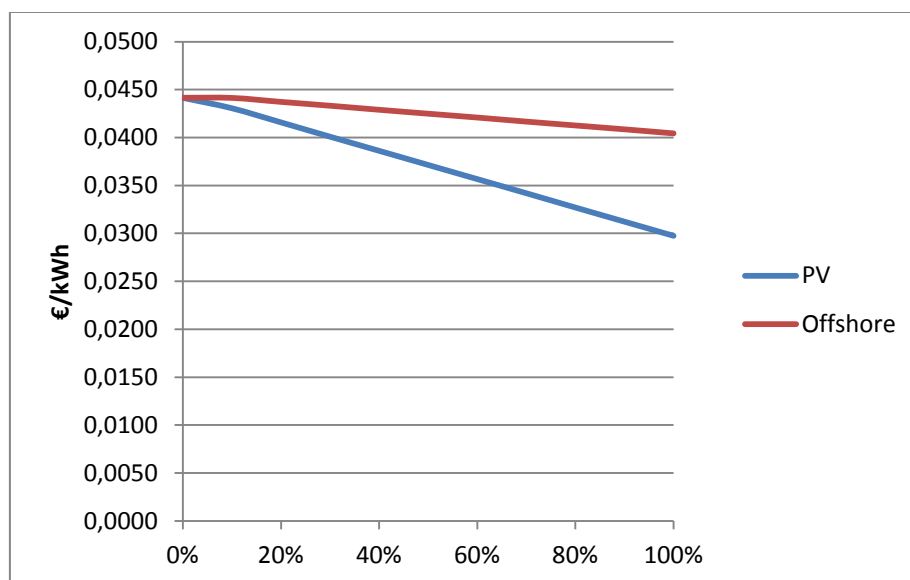


Fig. 52 - Variação do custo da electricidade em relação ao aumento da potência instalada

Na Figura 52 podemos observar novamente a variação do preço da electricidade à medida que se vai adicionando mais potência de cada tecnologia ao sistema. O custo de geração de electricidade irá variar de 0,0442€/kWh, enquanto que o preço poderia diminuir até 0,0298€/kWh no caso de ser considerado apenas um aumento de potência por via da energia fotovoltaica.

Comparando estes valores com os do Cenário 1, temos que existe um ligeiro aumento do custo no caso da configuração PV, explicado pelos custos de investimento e manutenção do sistema mais elevados, devido ao CSP ser uma tecnologia mais cara que o PV, e uma ligeira diminuição na configuração eólico *offshore*, exactamente pela mesma razão, e também devido à diminuição dos custos de importação de energia.

7.2.3 Cenário 3

Para este cenário foi considerado que o CSP iria produzir 20% da energia consumida anualmente [57], o que iria totalizar 108,88TWh, e que irá levar a que a potência instalada desta tecnologia aumentasse de 4850MW do Cenário 2 para 16113MW. Este aumento fará com que o custo da electricidade, quando não é adicionada mais potência ao sistema, diminua o preço de 0,0458€/kWh e 0,0442€/kWh, nos Cenários 1 e 2, respectivamente, para 0,0406€/kWh. Esta diferença é conseguida principalmente devido à diminuição de importação de energia.

Este aumento de potência instalada de CSP irá apresentar os mesmos problemas que aconteceram no Cenário 2, devido às tecnologias PV e CSP serem dependentes do mesmo recurso. Como é possível observar nas Figuras 54, 56 e 58 esta questão é facilmente perceptível, quando se observam as curvas vermelhas (correspondente ao PV e eólico *onshore*) e verde (que corresponde ao CSP e eólico *offshore*), em que as curvas apresentam praticamente a mesma forma, apresentando os picos na mesma altura do dia, sendo que a principal diferença se encontra ao final do dia, quando o

CSP, devido à inércia térmica, produz durante mais uma hora que o PV. Esta característica do CSP permite que a importação de energia ao final do dia seja menor, aumentando a independência do sistema em relação à importação.

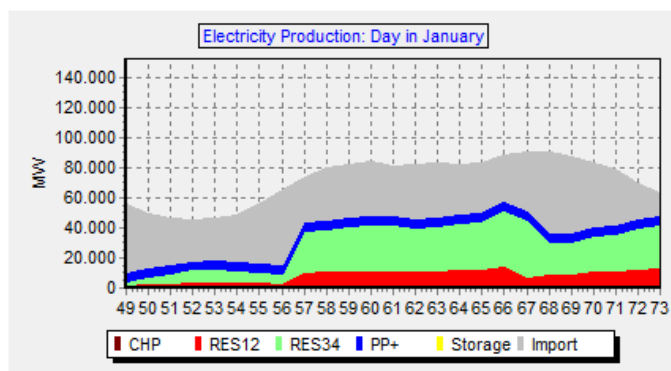


Fig. 54 - Produção do sistema na configuração com eólico *offshore*, para um dia de Inverno

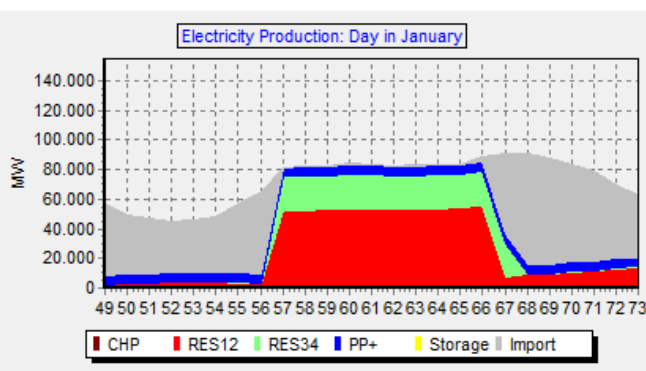


Fig. 53 - Produção do sistema na configuração PV, para um dia de Inverno

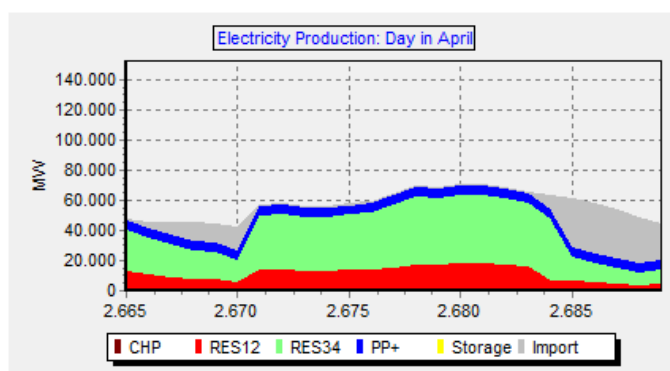


Fig. 56 - Produção do sistema na configuração com eólico *offshore*, para um dia de meia-estação

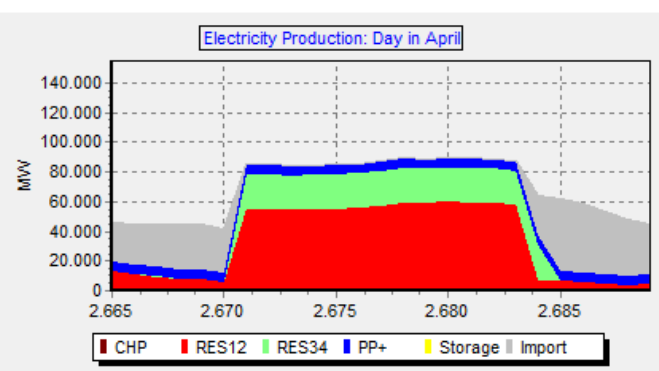


Fig. 55 - Produção do sistema na configuração PV, para um dia de meia-estação

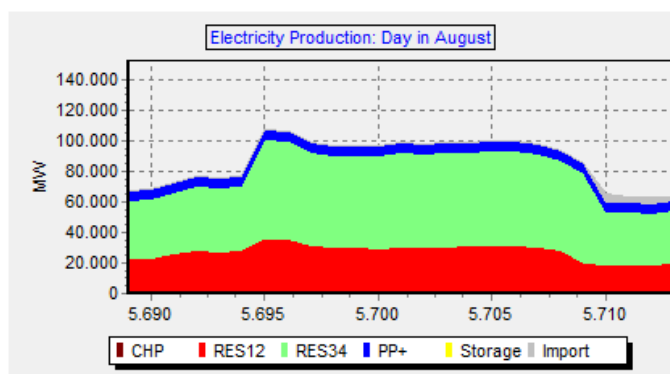


Fig. 57 - Produção do sistema na configuração com eólico *offshore*, para um dia de Verão

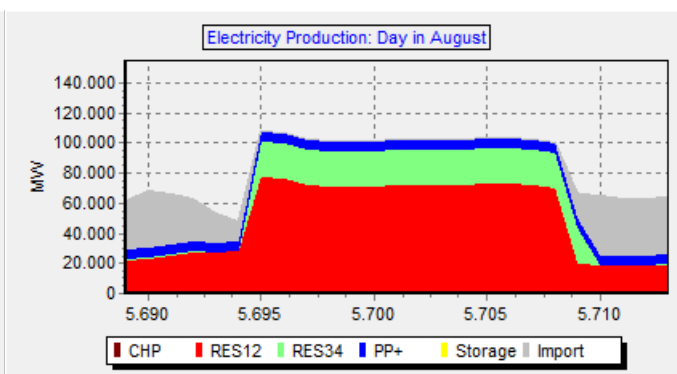


Fig. 58 - Produção do sistema na configuração com PV, para um dia de Verão

Para atingirmos uma situação de produção igual ao consumo, a nossa premissa inicial seriam necessários ter instalados 35.197MW de eólico *offshore* e 48.607MW de PV. Nas figuras 53 a 58 acima, podemos observar as produções do sistema para os dias “típicos”, nos quais *RES12* corresponde às tecnologias de energia eólica *onshore* e PV, *RES34* a eólico *offshore* e CSP e *PP+* à hídrica total, geotérmico e biomassa.

Em relação à capacidade das linhas de transmissão, temos novamente uma ligeira diminuição de 1500MW na configuração PV e um ligeiro aumento de 2000MW na configuração eólico *offshore*, podendo estes valores ser explicados com o aumento da potência de pico do CSP. Este aumento leva em que algumas situações de elevada produção por parte da energia eólica, especialmente no período diurno, os picos de produção do CSP e do eólico se sobreponham, sendo este acontecimento que leva ao aumento da capacidade da linha de transmissão nesta configuração. Por outro lado, devido à característica da *distribuição* do CSP, quando os picos de produção do PV e desta tecnologia se sobrepõem, pode levar a que a produção final seja ligeiramente inferior ao esperado inicialmente.

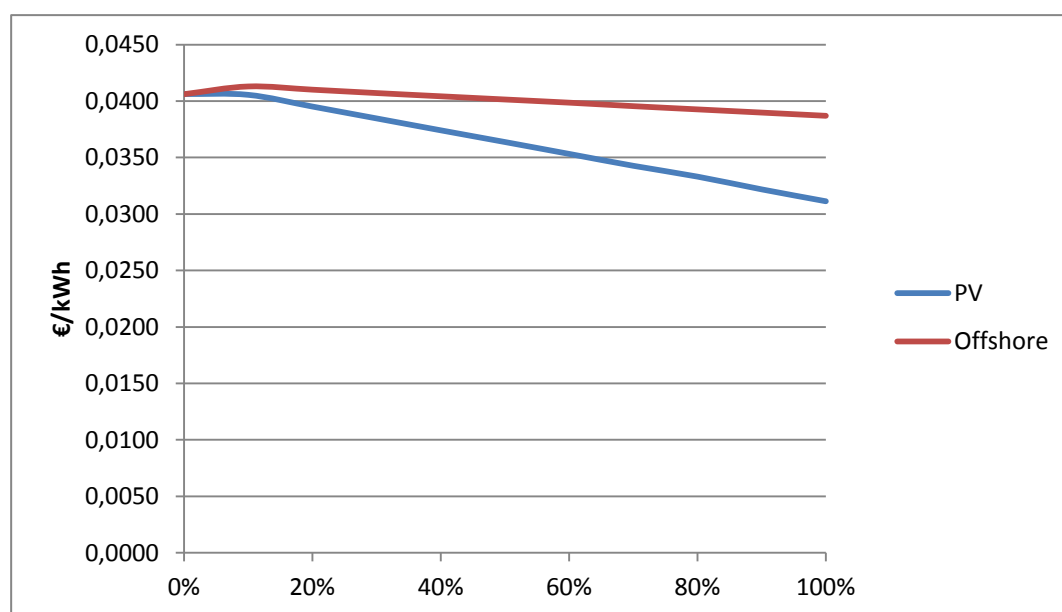


Fig. 59 - Variação do custo em relação ao aumento da potência instalada

Na Figura 59 podemos observar novamente a variação do preço da electricidade à medida que se vai adicionando mais potência de cada tecnologia ao sistema. O custo de geração de electricidade irá variar de 0,0406€/kWh, enquanto que o preço poderia diminuir até 0,0311€/kWh no caso de ser considerado apenas um aumento de potência no PV. Esta nova alteração de preços deve-se ao mesmo factor que no Cenário 2, mas neste cenário é ainda mais evidente devido ao maior aumento da potência instalada de CSP.

O aumento inicial dos preços deve-se, principalmente ao investimento necessário nas linhas de transmissão, pois para cumprir com a nossa premissa inicial seria necessário um aumento de 30000MW.

7.3 Optimizações

Tendo sido obtidos os valores necessários para *produção igual a consumo*, foram criadas várias opções de optimização do sistema, mantendo a esta premissa como base. Estas optimizações são apresentadas como percentagem da potência adicional que teria de ser instalada para que o sistema tivesse um saldo de produção e consumo nulo, fazendo variar as percentagens de PV e eólico *offshore*

entre os valores de 0% (nenhuma adição) e 100% (adição do valor total calculado nos cenários anteriores). Como podemos observar nos subcapítulos seguintes, foram criadas tabelas de modo a ser possível descobrir quais as várias optimizações que eram possíveis. Nos gráficos podemos observar que a recta que faz a intersecção entre os valores positivos e negativos dos gráficos (valores positivos referem-se a uma maior necessidade de produção de energia, pois a nossa premissa ainda não foi atingida e os valores negativos referem-se a excesso de produção) segue bastante próxima de equação $x=y$, sendo que o maior desvio se encontra no cenário 2, com um desvio de 11TWh do esperado (2,02% da produção esperada).

As seguintes tabelas representam a produção de cada uma das tecnologias enquanto se aumenta a potência instaladas. Assim, estão apresentadas a produção de cada tecnologia relativa à percentagem da potência que permite garantir que a premissa inicial seja verdadeira. Os valores positivos referem-se a zonas em que a premissa ainda não se encontra satisfeita, ou seja, existe um déficite da produção em relação ao consumo, e as zonas negativas representam um excesso de produção em relação ao consumo. Os valores apresentados antes das percentagens são os valores de produção (em TWh/ano) da tecnologia para a referida percentagem. Consideramos que a nossa premissa se encontra satisfeita quando o valor for nulo. Repetindo o descrito anteriormente, foram criado as mesmas tabelas e gráficos para os restantes cenários.

7.3.1 Cenário 1

Tabela 14 - Tabela optimização do Cenário 1

PV		Offshore										
		4	33,23	62,47	91,72	120,95	150,18	179,42	208,67	237,90	267,13	296,40
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
34,82	0%	292,40	263,17	233,93	204,68	175,45	146,22	116,98	87,73	58,50	29,27	0,00
64,06	10%	263,16	233,93	204,69	175,44	146,21	116,98	87,74	58,49	29,26	0,03	-29,24
93,30	20%	233,92	204,69	175,45	146,20	116,97	87,74	58,50	29,25	0,02	-29,21	-58,48
122,54	30%	204,68	175,45	146,21	116,96	87,73	58,50	29,26	0,01	-29,22	-58,45	-87,72
151,78	40%	175,44	146,21	116,97	87,72	58,49	29,26	0,02	-29,23	-58,46	-87,69	-116,96
181,02	50%	146,20	116,97	87,73	58,48	29,25	0,02	-29,22	-58,47	-87,70	-116,93	-146,20
210,26	60%	116,96	87,73	58,49	29,24	0,01	-29,22	-58,46	-87,71	-116,94	-146,17	-175,44
239,50	70%	87,72	58,49	29,25	0,00	-29,23	-58,46	-87,70	-116,95	-146,18	-175,41	-204,68
268,74	80%	58,48	29,25	0,01	-29,24	-58,47	-87,70	-116,94	-146,19	-175,42	-204,65	-233,92
297,98	90%	29,24	0,01	-29,23	-58,48	-87,71	-116,94	-146,18	-175,43	-204,66	-233,89	-263,16
327,22	100%	0,00	-29,23	-58,47	-87,72	-116,95	-146,18	-175,42	-204,67	-233,90	-263,13	-292,40

Na Figura 60 temos a representação gráfica da Tabela 14. Assim, os valores que correspondem a que a nossa premissa seja verdadeira será a linha que faz a intersecção das duas zonas.

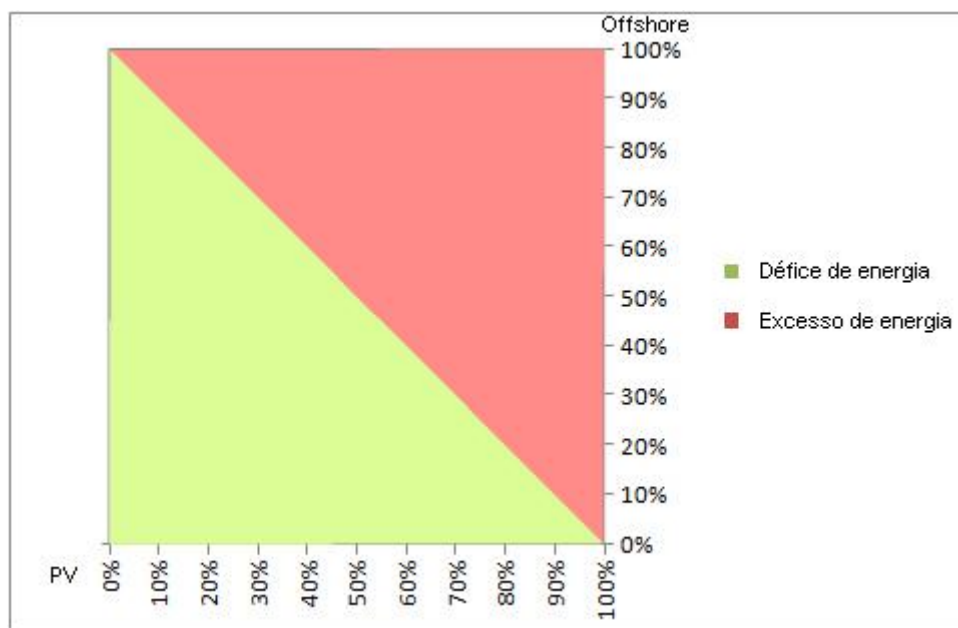


Fig. 60 - Representação gráfica da tabela 14

Tendo determinado que as percentagens irão variar linearmente foi construído a Figura 61. Aqui é apresentado o custo da electricidade em relação ao aumento da percentagem de PV no sistema. Para 0% da potência máxima de PV o custo do sistema é de 0,0413€/kWh, e vai decrescendo linearmente à medida que se aumenta a penetração de PV (diminuindo a de eólico *offshore*) até chegar ao valor de 0,0293€/kWh.

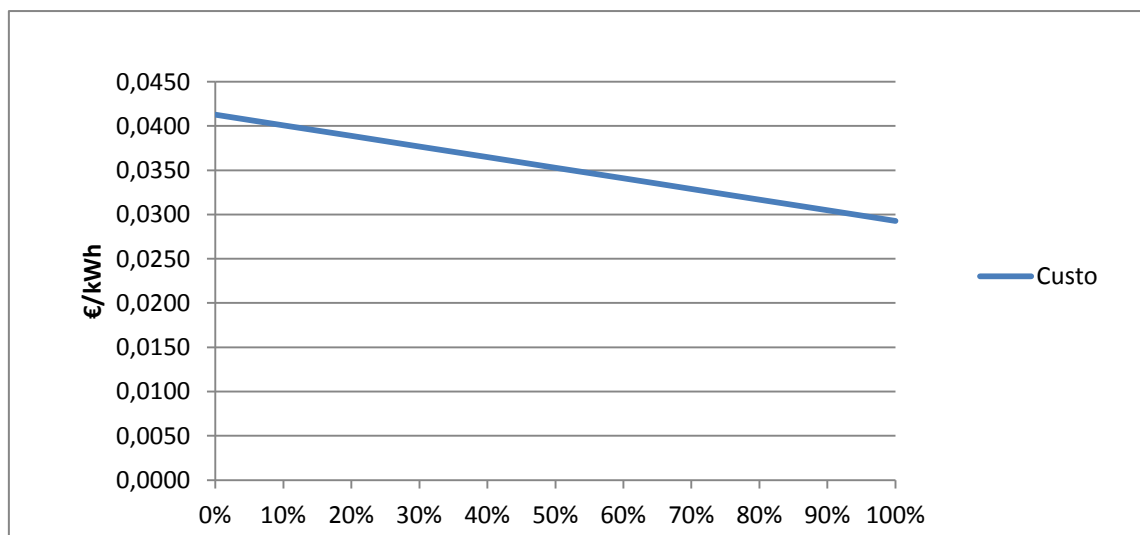


Fig. 61 - Variação do custo da electricidade em relação à penetração de PV no sistema para o Cenário 1

7.3.2 Cenário 2

Tabela 15 - Tabela optimização do Cenário 2

Offshore		4	29,97	55,92	81,99	107,86	133,83	159,78	185,75	211,72	237,68	263,65
PV		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
34,82	0%	259,64	233,67	207,72	181,65	155,78	129,81	103,86	77,89	51,92	25,96	-0,01
60,78	10%	233,68	207,71	181,76	155,69	129,82	103,85	77,90	51,93	25,96	0,00	-25,97
86,74	20%	207,72	181,75	155,80	129,73	103,86	77,89	51,94	25,97	0,00	-25,96	-51,93
112,72	30%	181,74	155,77	129,82	103,75	77,88	51,91	25,96	-0,01	-25,98	-51,94	-77,91
138,68	40%	155,78	129,81	103,86	77,79	51,92	25,95	0,00	-25,97	-51,94	-77,90	-103,87
164,64	50%	129,82	103,85	77,90	51,83	25,96	-0,01	-25,96	-51,93	-77,90	-103,86	-129,83
190,62	60%	103,84	77,87	51,92	25,85	-0,02	-25,99	-51,94	-77,91	-103,88	-129,84	-155,81
216,58	70%	77,88	51,91	25,96	-0,11	-25,98	-51,95	-77,90	-103,87	-129,84	-155,80	-181,77
242,54	80%	51,92	25,95	0,00	-26,07	-51,94	-77,91	-103,86	-129,83	-155,80	-181,76	-207,73
268,50	90%	25,96	-0,01	-25,96	-52,03	-77,90	-103,87	-129,82	-155,79	-181,76	-207,72	-233,69
294,47	100%	-0,01	-25,98	-51,93	-78,00	-103,87	-129,84	-155,79	-181,76	-207,73	-233,69	-259,66

Na Figura 62 temos a representação gráfica da Tabela 15. Assim, os valores que correspondem a que a nossa premissa seja verdadeira será a linha que faz a intersecção das duas zonas.

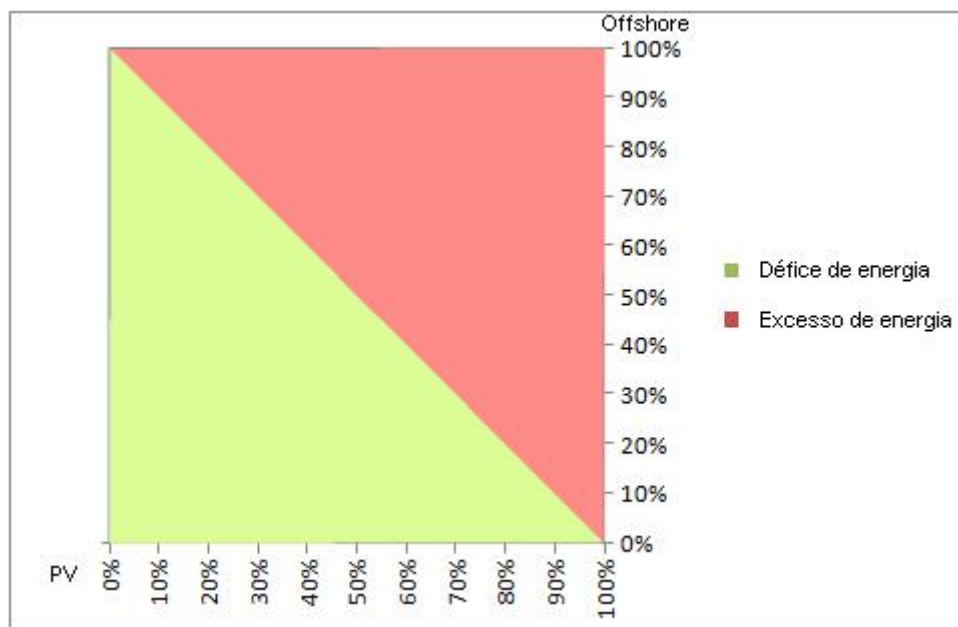


Fig. 62 - Representação gráfica da tabela 15

Tendo determinado que as percentagens irão variar linearmente foi construída a Figura 63. Aqui é apresentado o custo da electricidade em relação ao aumento da percentagem de PV no sistema. Para 0% da potência máxima de PV o custo do sistema é de 0,0413€/kWh, e vai decrescendo linearmente à medida que se aumenta a penetração de PV (diminuindo a de eólico *offshore*) até chegar ao valor de 0,0298€/kWh.

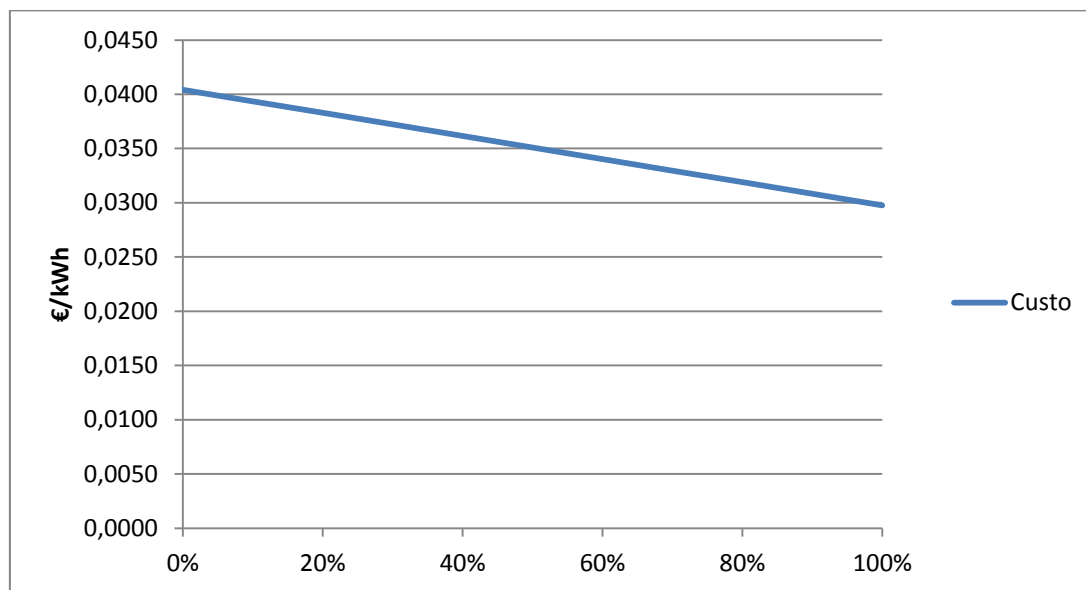


Fig. 63 - Variação do custo da electricidade em relação à penetração de PV no sistema para o Cenário 2

7.3.3 Cenário 3

Tabela 16 - Tabela optimização do Cenário 3

Offshore		4	22,36	40,70	59,05	77,41	95,77	114,10	132,46	150,82	169,17	187,53
PV		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
34,82	0%	183,52	165,16	146,82	128,47	110,11	91,75	73,42	55,06	36,70	18,35	-0,01
53,16	10%	165,18	146,82	128,48	110,13	91,77	73,41	55,08	36,72	18,36	0,01	-18,35
71,52	20%	146,82	128,46	110,12	91,77	73,41	55,05	36,72	18,36	0,00	-18,35	-36,71
89,86	30%	128,48	110,12	91,78	73,43	55,07	36,71	18,38	0,02	-18,34	-36,69	-55,05
108,22	40%	110,12	91,76	73,42	55,07	36,71	18,35	0,02	-18,34	-36,70	-55,05	-73,41
126,58	50%	91,76	73,40	55,06	36,71	18,35	-0,01	-18,34	-36,70	-55,06	-73,41	-91,77
144,92	60%	73,42	55,06	36,72	18,37	0,01	-18,35	-36,68	-55,04	-73,40	-91,75	-110,11
163,28	70%	55,06	36,70	18,36	0,01	-18,35	-36,71	-55,04	-73,40	-91,76	-110,11	-128,47
181,64	80%	36,70	18,34	0,00	-18,35	-36,71	-55,07	-73,40	-91,76	-110,12	-128,47	-146,83
199,98	90%	18,36	0,00	-18,34	-36,69	-55,05	-73,41	-91,74	-110,10	-128,46	-146,81	-165,17
218,34	100%	0,00	-18,36	-36,70	-55,05	-73,41	-91,77	-110,10	-128,46	-146,82	-165,17	-183,53

Na Figura 64 temos a representação gráfica da Tabela 16. Assim, os valores que correspondem a que a nossa premissa seja verdadeira será a linha que faz a intersecção das duas zonas.

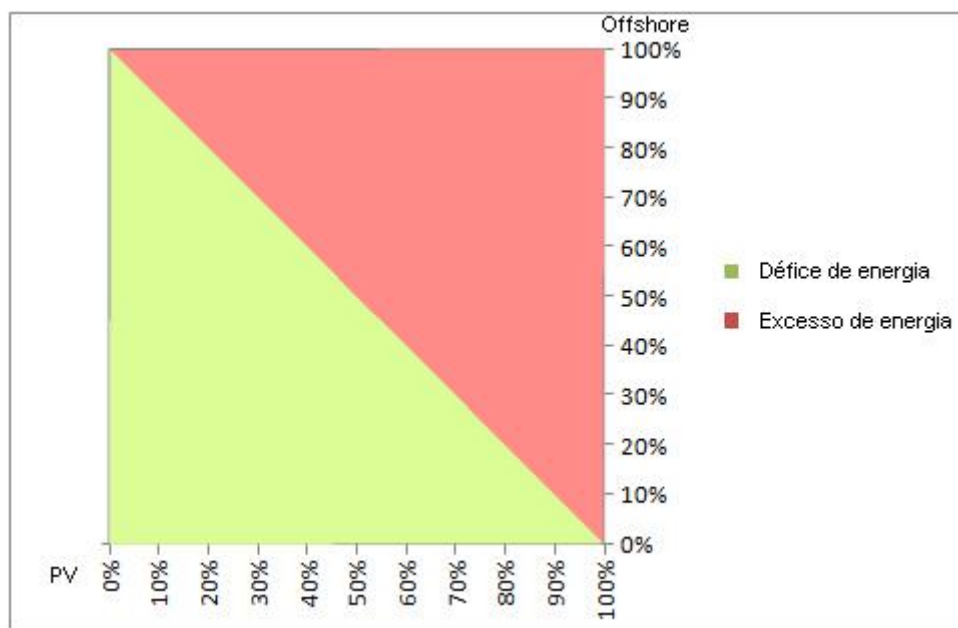


Fig. 64 - Representação gráfica da tabela 16

Tendo determinado que as percentagens irão variar linearmente foi construído a Figura 65. Aqui é apresentado o custo da electricidade em relação ao aumento da percentagem de PV no sistema. Para 0% da potência máxima de PV o custo do sistema é de 0,0387€/kWh, e vai decrescendo linearmente à medida que se aumenta a penetração de PV (diminuindo a de eólico *offshore*) até chegar ao valor de 0,0311€/kWh.

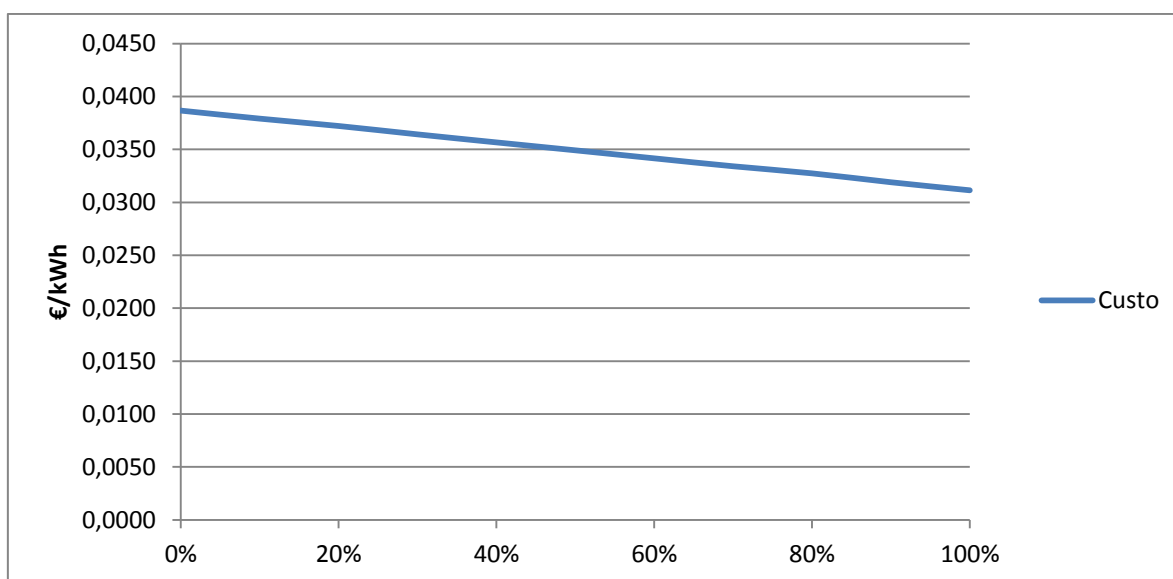


Fig. 65 - Variação do custo da electricidade em relação à penetração de PV no sistema para o Cenário 3

Comparando os vários cenários obtemos o seguinte gráfico com os preços calculados para cada cenário de optimização. Na Figura 66 são apresentados os custos de cada optimização em cada cenário, em relação à penetração de PV. Assim é facilmente perceptível que o custo da geração de electricidade diminui em todos os cenários quando se aumenta a percentagem de PV existente no sistema, e por consequente se diminui a potência do eólico *offshore*. Como estas diminuem linearmente para 10% de PV temos 90% de eólico *offshore*, para 20% de PV 80% de eólico *offshore*...

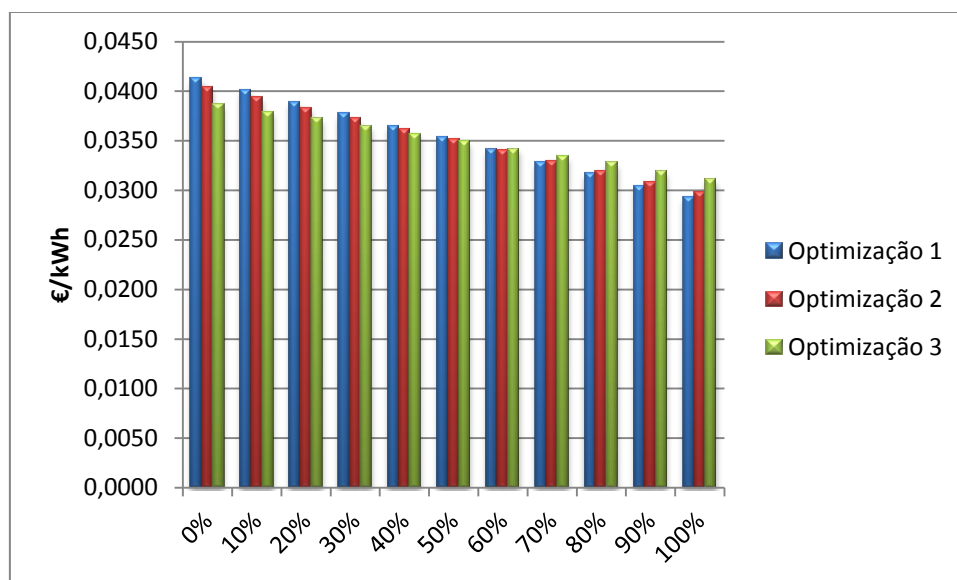


Fig. 66 - Custos das várias optimizações em relação à penetração do PV

Apesar de se poder pensar que o sistema deveria apontar para o custo mais baixo, temos de ter em consideração outro factor importante: a dependência da escolha de um recurso como principal fonte de produção de energia. Assim a dependência excessiva de um recurso como o solar poderá criar, especialmente em dias de baixa radiação, um défice na produção de electricidade, que teria de ser compensado com a produção a partir de outras fontes ou através da importação. Assim, consideramos que as melhores configurações para o sistema electroprodutor se irão encontrar entre as percentagens 40% de PV e 70% de PV.

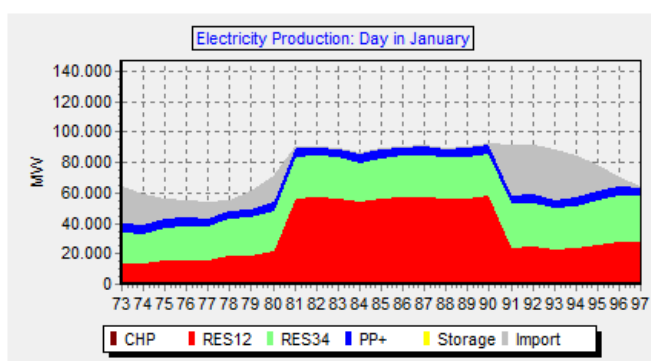


Fig. 67 - Produção do sistema na configuração com 40% de PV, para um dia aleatório

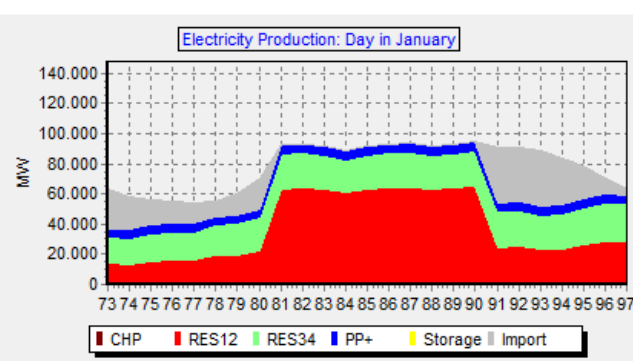


Fig. 68 - Produção do sistema na configuração com 50% de PV, para um dia aleatório

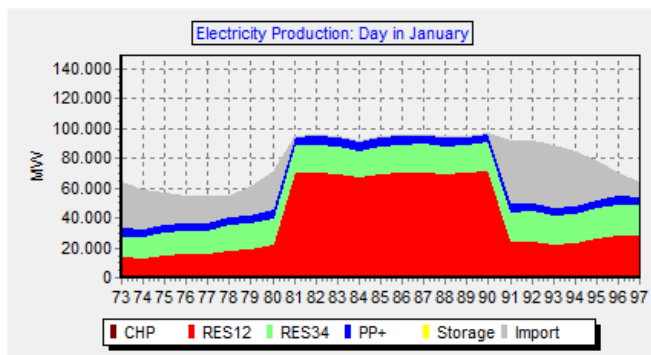


Fig. 69 - Produção do sistema na configuração com 60% de PV, para um dia aleatório

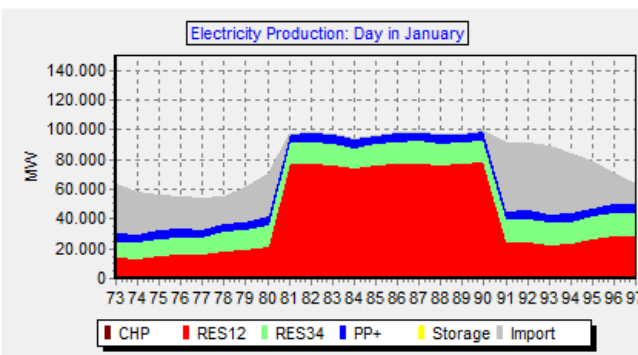


Fig. 70 - Produção do sistema na configuração com 70% de PV, para um dia aleatório

Como podemos observar na figuras em cima, para este dia em particular, e no que diz respeito à segurança de abastecimento a melhor opção seria a opção 40% PV 60% eólico *offshore*, pois iria permitir uma menor importação no período nocturno do dia, apesar de este sistema ser ligeiramente mais caro que o sistema 70%PV-30% eólico *offshore*, que será o sistema mais barato.

Neste capítulo pretendia-se mostrar os resultados das simulações dos diversos cenários criados para este trabalho. Numa primeira fase foram realizados testes para se perceber como o sistema iria funcionar num cenário em que a potência instalada seria a prevista pelos governos dos dois países. Apesar do EnergyPLAN prever que este sistema produza uma elevada quantidade de electricidade (222,11TWh, o que corresponderá a cerca de 60,26% do consumo), o trabalho pretendia simular sistemas produtores com uma penetração de energias renováveis. Com este aspecto em mente e o resultado da simulação anterior, avançou-se para um cenário em que o sistema seria composto a 100% por sistemas de produção renováveis apenas. Como a transição para um sistema deste tipo não poderá ocorrer num curto espaço de tempo, o ano de 2050 foi tido como referência. Foram consultadas várias referências bibliográficas para saber como os preços e a eficiência das tecnologias se iriam alterar para este ano de referência. Com estes dados avançou-se para as simulações, em que a principal premissa seria a de que produção de energia teria de ser igual ao consumo energético, para podermos ter um sistema que se considera 100% renovável.

Os resultado obtidos provam que é possível um sistema 100% renovável para a Península Ibérica em 2050, com custos de produção que variam entre os 0,0413€/kWh e os 0,0293€/kWh, consoante a optimização escolhida. Ainda de referir que a opção mais barata poderá não ser a melhor, devido ao facto de um sistema não dever estar dependente de um recurso que, pode não conseguir fornecer a quantidade de energia necessária, apesar de todas as tecnologias ao dispôr dos TSO's, levando a um colapso no fornecimento de energia.

8. Conclusão

Todo o nosso mundo gira em torno da energia. É através desta que podemos realizar todas as nossas actividades do dia a dia. Mas a forma como a obtemos não nos irá permitir uma utilização sustentável a médio-longo prazo. Esta é uma das questões que levou os países da União Europeia a procurar novas formas de produzir energia de forma sustentável, limpa e segura. A principal aposta deste grupo de países foi nas energias renováveis. A Península Ibérica situada no extremo sudoeste da Europa apresenta condições favoráveis para aproveitar estes recursos naturais, e por esta razão foi decidida a realização deste trabalho.

No ano de 2011 os países pertencentes a esta região já possuíam, no seu sistema electroprodutor, instalações capazes de produzir energia utilizando os recursos endógenos, com principal foco para a energia hídrica e eólica, que representam cerca de 49,47% da potência total instalada, mas com tendência para que num futuro próximo aumente para 60,05%.

Mas umas das características dos aproveitamentos de recursos renováveis é a sua variabilidade tanto temporal como espacial. Existem neste momento variadas estratégias para lidar com esta variabilidade, sendo as principais a previsão da variação do recurso, a disseminação das instalações produtoras no espaço e o armazenamento. A primeira permite que seja possível ajustar medidas de compensação de falta ou excesso de produção das centrais para garantir que não existem falhas no fornecimento de electricidade ao consumidor. A disseminação no espaço permite que os erros de previsão de produção sejam inferiores ao esperado e atenuar os seus efeitos. No caso do armazenamento, para qualquer tipo de aplicação, permite que se faça uma melhor gestão do sistema produtor, ao permitir corrigir falhas que as duas primeiras estratégias não conseguiram atenuar. Já existe um projecto na Alemanha que permite estudar o impacto que a implementação destas estratégias introduz no sistema.

Foi com este projecto em mente que se decidiu avançar para o estudo dos sistema electroprodutor na Península Ibérica. Para tal foi necessário escolher uma ferramenta que nos auxiliasse neste estudo. A ferramenta escolhida foi o programa de origem dinamarquesa EnergyPLAN, pois devido às suas características, permita que esta análise fosse exequível e permitia pôr em acções algumas das estratégias apresentadas anteriormente. Mas antes de se realizar as simulações necessárias, foi preciso perceber se o EnergyPLAN simulava convenientemente a sistema electroprodutor pretendido. Para tal foram realizados alguns testes que demonstraram que com as *distribuições* utilizadas, o programa calculava de forma satisfatória os consumos e produções pretendidos, isto apesar de algumas limitações que existiam.

Tendo sido demonstrado que os resultados obtidos através do programa eram satisfatórios, foram realizadas várias simulações. A primeira prendia-se com a forma como o sistema electroprodutor ibérico iria comportar quando as alterações previstas pelos governos português e espanhol fossem introduzidas no sistema. Concluiu-se então que o apesar do aumento do consumo previsto para 2020, a electricidade proveniente de fontes renováveis iria rondar os 222,11TWh/ano, ou seja cerca de 60,26%, bastante superior aos 34,21% de 2011.

Dado que o espaço temporal até 2020 não permitia alterações consideráveis tanto nos custos como na eficiência das tecnologias, como no próprio sistema, foi considerado que o ano de 2050 seria o ano ideal para se realizar as simulações para um sistema com elevada penetração de energia renovável. Para este ano foram consideradas as variações de custo e eficiência das tecnologias existentes actualmente e ainda foi considerado que o sistema a simular iria ser composto em 100% por centrais de energia renovável.

Para estas simulações foram criados 3 cenários: um em que a tecnologia solar dominante seria o PV, outro em que a capacidade de CSP instalado em 2020 se iria manter em 2050, e por fim um cenário em que a produção proveniente do CSP fosse 20% do consumo do sistema. Para cada um destes cenários foram seguidas duas formas de a produção fosse igual ao consumo: uma aumentando a potência instalada do PV e outra aumentando a do eólico *offshore*. A partir de cada uma destas

configurações foram criados cenários de optimização, em que estes seriam uma mistura entre as duas configurações. Destas optimizações conclui-se que a optimização que permite que o preço da electricidade seja a mais baixa em todos os cenários é a configuração em que apenas se aumenta a capacidade de produção do PV, mantendo-se a do eólico *offshore*, chegando aos 0,0293€/kWh. Apesar disto, considera-se que a introdução de uma maior potência instalada de eólico *offshore* no sistema permitirá uma melhor gestão do sistema, pois aumenta a diversidade das fontes produtoras, apesar de um ligeiro aumento no custo da electricidade, que se iria situar entre os 0,0365€/kWh e 0,0329€/kWh para todos os cenários.

Podemos assim considerar que com as técnicas e tecnologias actuais já é possível criar sistemas de dimensão considerável com elevada penetração de energia renovável na produção, sem que este apresente problemas de maior. Outra conclusão importante a retirar é que devido à evolução prevista das tecnologias, o custo da electricidade tenderá a aproximar-se ou mesmo a diminuir em relação aos preços actuais (0,050€/kWh – preço médio MIBEL para 2011).

Futuros estudos sobre a temática deverão incluir os consumos e produções de mais anos, para se criarem cenários mais plausíveis, deverão incluir as produções de centrais eólicas *offshore* e CSP, para uma melhor aproximação à realidade. Seria também importante incluir nestes estudos o consumo energético no sector do calor e dos transportes, para além da inclusão de armazenamento aquando da criação dos cenários.

No entanto não podemos deixar de notar que os cenários abordados neste trabalho partem de determinados pressupostos que se podem alterar com o passar do tempo. Damos aqui dois exemplos:

- Assumiu-se que a Península Ibérica poderia ser um grande fornecedor de electricidade às restantes regiões da Europa durante as horas de maior consumo. No entanto a situação poderá alterar-se uma vez que o preço da energia de origem solar nas horas de pico está a baixar na Alemanha devido à grande penetração do PV, diminuindo fortemente a situação de *stress* habitual nestas horas do dia.
- O armazenamento baseado em água retida nas albufeiras poderá não ser suficiente atendendo a estudos sobre efeitos das alterações climáticas que indicam eventuais reduções da quantidade de água disponível por falta de chuva.

9. Bibliografia

- [1] <http://www.wou.edu/las/physci/GS361/electricity%20generation/HistoricalPerspectives.htm>,
acedido a 6/8/2012
- [2] IEA, 2011. Key World Energy Statistics.
- [3] Moomaw, W., F. Yamba, M. Kamimoto, L. Maurice, J. Nyboer, K. Urama, T. Weir, 2011: Introduction. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- [4] http://www.iea.org/stats/pdf_graphs/29TPESPI.pdf, *acedido* a 6/8/2012
- [5] <http://www.bp.com/statisticalreview>, *acedido* a 6/8/2012
- [6] European Commission, 2012. EU Energy in Figures, Statistical Pocketbook 2012
- [7] <http://www.hydroquebec.com/business/moyen/comparaison.html>, *acedido* a 6/8/2012
- [8] http://europa.eu/legislation_summaries/energy/european_energy_policy/en0024_en.htm, *acedido* a 6/8/2012
- [9] REN, S.A., 2012, Dados Técnicos/Technical Data 2011
- [10] Red Eléctrica de España, S.A.U., 2012, Sistema eléctrico español 2011
- [11] Mark Z. Jacobson, Mark A. Delucchi, 2011. Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials, Energy Policy 39, 1154-1169
- [12] Rachel Cleetus, Steven Clemmer, David Friedman, 2009. Climate 2030, a national blueprint for a clean energy economy, www.ucsusa.org/blueprint
- [13] DGEG, 2012. Linhas de orientação para a revisão dos Planos Nacionais de Ação para as Energias Renováveis e para a Eficiência Energética
- [14] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2011. Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020
- [15] http://www.ree.es/transporte/mapa_red_transporte.asp, consultado a 27/6/2012
- [16] REN, S.A., 2011. Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2012-2017 (2022) – Consulta Pública
- [17] European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2012. Regional Investment Plan <Continental South West>
- [18] http://www.eere.energy.gov/basics/renewable_energy/solar_resources.html, consultado a 2/4/2012
- [19] slide 1 de Eolica
- [20] Costa P., 2004. Atlas do Potencial Eólico para Portugal Continental, Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia da Terra, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa.
- [21] <http://graphical.weather.gov/definitions/defineWindGust.html> 2/4/2012
- [22] http://mddnr.chesapeakebay.net/eyesonthebay/isabel_impacts.html 13/9/2012
- [23] Dados fornecidos pelo IGIDL
- [24] G. Czisch, Low Cost but Totally Renewable Electricity Supply for a Huge Supply Area - A European/TransEuropean Example
- [25] Ted Soubdhan, Richard Emilion, Rudy Calif, 2008. Classification of daily solar radiation distributions using a mixture of Dirichlet distributions.

- [26] Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A., 2007. Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy*, 81, 1295–1305,
- [27] D. Lew, M. Milligan, G. Jordan, L. Freeman, N. Miller, K. Clark, R. Piwko, 2009. How do Wind and Solar Power Affect Grid Operation, The Western Wind and Solar Integration Study
- [28] NERC, 2009, Accommodating High Levels of Variable Generation
- [29] Hannele Holttinen, 2004. The Impact of Large Scale Wind Power Production on the Nordic Electricity System
- [30] Mark Z. Jacobson, Mark A. Delucchi, 2011. Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs and policies, *Energy Policy* 39, 1170-1190
- [31] Hannele Holttinen, Peter Meibom, Antje Orths, Frans van Hulle, Bernhard Lange, Mark O'Malley, Jan Pierik, Bart Ummels, John Olav Tande, Ana Estanqueiro, Manuel Matos, Emilio Gomez, Lennart Söder, Goran Strbac, Anser Shakoor, João Ricardo, J. Charles Smith, Michael Milligan, Erik Ela, 2009. Design and operation of power systems with large amounts of wind power
- [32] Jan Kleissl, Chi Chow, Matt Lave, Patrick Mathiesen, Anders Nottrott, Bryan Urquhart, 2011. Solar Variability and Forecasting
- [33] Steve Letendre, Richard Perez, 2006. Understanding Variability and Uncertainty of PV for Integration with the Electric Power System: From Avoiding The Next Major Outage To Taming Wholesale Power Markets
- [34] Cristina L. Archer, Mark Z. Jacobson, 2007. Supplying Baseload Power and Reducing Transmission Requirements by Interconnecting Wind Farms, *Journal of Applied meteorology and Climatology*, Volume 46
- [35] Thomas E. Hoff, Richard Perez, 2009. Quantifying PV Power Output Variability
- [36] Paul Denholm, Erik Ela, Brendan Kirby, Michael Milligan, 2010. The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation
- [37] Chi-Jen Yang, Pumped Hydroelectric Storage
- [38] http://en.wikipedia.org/wiki/Pumped-storage_hydroelectricity, 31/7/2012
- [39] ISR – Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Universidade de Coimbra, 2006. EFIPRE, Eficiência Energética e Integração Sustentada de PRE, Armazenamento de Energia
- [40] <http://web.evs.anl.gov/saltcaverns/uses/compare/index.htm>, 31/7/2012
- [41] David Linden, Thomas B. Reddy, 2002. Handbook of batteries, Third ed., McGraw-Hill
- [42] Charles River Associates, 2005. Primer on Demand-Side Management
- [43] <http://energy.gov/oe/technology-development/smart-grid>, 31/7/2012
- [44] Ingo Stadler, 2008. Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response, *Utilities Policy* 16, 90-98
- [45] http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/downloads/Technik_Kombikraftwerk_EN.pdf, acedido a 20/6/2012
- [46] http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/downloads/Handout080417_CPP.pdf, acedido a 20/6/2012
- [47] D. Connolly, H. Lund, B.V. Mathiesen, M. Leahy, 2010. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems, *Applied Energy* 87, 1059-1082

- [48] Henrik Lund, 2011. EnergyPLAN - Advanced Energy Systems Analysis Computer Model, Documentation Version 9.0
- [49] David Connolly, 2010. A User's Guide to EnergyPLAN
- [50] <http://e2p.inegi.up.pt/index.asp>, consultado a 9/7/2012
- [51] D. Connolly, H. Lundb, B.V. Mathiesen, M. Leahya, Developing a Model of the Irish Energy-System
- [52] Silvano Vergura, Valdir de Jesus Lameira, 2011. Technical-Financial Comparison Between a PV Plant and a CSP Plant, Revista Eletrônica Sistemas & Gestão 6, 210-220
- [53] European Wind Energy Association, 2008. Pure Power, Wind Energy Scenarios up to 2030
- [54] Planificación energética indicativa, según lo dispuesto en la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible
- [55] The International Energy Agency, 2009. Technology Roadmap, Wind Energy
- [56] Patrick Hearps, Dylan McConnell, Mike Sandiford, Roger Dargaville, 2011. Renewable Energy Technology Cost Review, Melbourne Energy Institute, Technical Paper Series
- [57] MarcoRaugei, PaoloFrankl, 2009. Life cycle impacts and costs of photovoltaics sytems Current state of the art and future outlooks, Energy 34, 392-399
- [58] Greenpeace, EPIA, 2011. Solar Generation 6, Solar Photovoltaic Electricity Empowering The World.
- [59] EASAC, 2011. Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy futurec
- [60] Committee on Climate Change, 2011. Costs of low-carbon generation technologies
- [61] David de Jager, Corinna Klessmann, Eva Stricker, Thomas Winkel, Erika de Visser, Michèle Koper, Mario Ragwitz, Anne Held, Gustav Resch, Sebastian Busch, Christian Panzer, Alexis Gazzo, Thomas Roulleau, Pierre Gousseland, Marion Henriet, Arnaud Bouillé, 2011. Financing Renewable Energy in the European Energy Market
- [62] The Offshore Valuation Group. The Offshore Valuation: A valuation of the UK's offshore renewable energy resource
- [63] http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/index_en.htm (acedido a 9/9/2012)

10. Anexo A – Janelas do EnergyPLAN

EnergyPLAN 9.0: Iberic 2020

File Edit Help

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

ElectricityDemand DistrictHeating RenewableEnergy ElecStorage Cooling Individual Industry Transport Waste Biomass Conversion

Loading Time = 00:00:00 Must be between 0 and 0.99999

Electricity production from Renewable Energy and Nuclear :

Renewable Energy Source	Capacity: MW	Stabilisation share	Distribution profile	Estimated Production Tw/h/year	Correction factor	Estimated Post Correction production
Change Wind	40300	0	Change Portugal_Eolico.t	98,72	0	98,72
Change Photo Voltaic	7750	0	Change Portugal_PV.txt	17,41	0	17,41
Change CSP Solar Power	4850	0	Change Portugal_PV.txt	10,89	0,999999	21,32
Change Offshore Wind	750	0	Change Portugal_Eolico_I	1,87	0	1,87

Hydro Power :

Capacity: 31672 MW-e

Efficiency: 0,9

Storage: 12000 GWh

Pump Capacity: 11727 MW-e

Pump Efficiency: 0,9

Annual Water supply: 60,89 Tw/h/year

Distribution of water: Change Portugal_Hidro_Albufeira.txt

Estimated annual production: 54,80 Tw/h/year

Storage difference: 0 GWh

Geothermal Power:

Capacity: 80 MW-e

Efficiency: 0

Nuclear Power:

Capacity: 7777 MW-e

Efficiency: 0

Distribution: Change Nuclear.txt

Annual production: 57,70 Tw/h/year

Diagram illustrating the energy production and storage flow:

```

graph LR
    HydroWater[Hydro water] --> HydroStorage[Hydro storage]
    HydroStorage --> HydroPP[Hydro PP]
    HydroPP --> RES[RES electricity]
    RES --> Geothermal[Geothermal power]
    Geothermal --> Output[ ]
    
```

Fig. 71 – Janela para o cenário 2020

EnergyPLAN 9.0: C10ff

File Edit Help

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

ElectricityDemand DistrictHeating RenewableEnergy ElecStorage Cooling Individual Industry Transport Waste Biomass Conversion

Must be between 0 and 0.99999

Electricity production from Renewable Energy and Nuclear :

Renewable Energy Source	Capacity: MW	Stabilisation share	Distribution profile	Estimated Production TWh/year	Correction factor	Estimated Post Correction production
Change Wind	40300	0	Change	Portugal_Eolico.t	0.5261	143.14
Change Photo Voltaic	7750	0	Change	Portugal_PV.txt	0.999999	34.07
Change Offshore Wind	55630	0	Change	Portugal_Eolico.t	0.84292	296.40
Change River Hydro	2685	0	Change	Portugal_Hidro_F	0	6.05

Hydro Power :

Capacity: 28987 MW-e

Efficiency: 0.9

Storage: 12270 GWh

Pump Capacity: 11727 MW-e

Pump Efficiency: 0.9

Annual Water supply: 54.17 TWh/year

Distribution of water: Change

Estimated annual production: 48.75 TWh/year

Storage difference: 0 GWh

Distribution: Change

Annual production: 0.70 TWh/year

Geothermal Power:

Capacity: 80 MW-e

Efficiency: 0

Nuclear Power:

Capacity: 0 MW-e

Efficiency: 0

Distribution: Change

Annual production: 0.00 TWh/year

SP-nuclear.txt

```

graph LR
    RES[RES electricity] --> Grid[Grid]
    HydroWater[Hydro water] --> HydroStorage[Hydro storage]
    HydroStorage --> HydroPP[Hydro PP]
    HydroPP --> Grid
    Geothermal[Geothermal power] --> Grid
  
```

Fig. 72 - Janela para o cenário 1 configuração *Offshore*

EnergyPLAN 9.0: C1PV

File Edit Help

Must be between 0 and 0.99999

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

ElectricityDemand DistrictHeating RenewableEnergy ElecStorage Cooling Individual Industry Transport Waste Biomass Conversion

Electricity production from Renewable Energy and Nuclear :

Renewable Energy Source	Capacity: MW	Stabilisation share	Distribution profile	Estimated Production TWh/year	Correction factor	Estimated Post production
Change Wind	40300	0	Change	Portugal_Eolico.t: 98.72	0.5261	143.14
Change Photo Voltaic	72846	0	Change	Portugal_PV.txt: 163.61	0.999999	320.22
Change Offshore Wind	750	0	Change	Portugal_Eolico.t: 1.84	0.843	4.00
Change River Hydro	2685	0	Change	Portugal_Hidro_F: 6.05	0	6.05

Hydro Power :

Capacity: 28987 MW-e

Efficiency: 0.9

Storage: 12270 GWh

Pump Capacity: 11727 MW-e

Pump Efficiency: 0.9

Annual Water supply: 54.17 TWh/year

Distribution of water: Change

Estimated annual production: 48.75 TWh/year

Storage difference: 0 GWh

Geothermal Power:

Capacity: 80 MW-e

Efficiency: 0

Distribution: Change

Annual production: 0.70 TWh/year

Nuclear Power:

Capacity: 0 MW-e

Efficiency: 0

Distribution: Change

Annual production: 0.00 TWh/year

Diagram:

```

graph LR
    HW[Hydro water] --> HS[Hydro storage]
    RES[RES electricity] --> HS
    HS --> HPP[Hydro PP]
    HS --> OUT[ ]
    GE[Geothermal power] --> OUT
    HPP --> OUT
    style OUT fill:none,stroke:none
  
```

Fig. 73 - Janela para o cenário 1 configuração PV

EnergyPLAN 9.0: C20#

File Edit Help

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

ElectricityDemand DistrictHeating RenewableEnergy ElecStorage Cooling Individual Industry Transport Waste Biomass Conversion

Must be between 0 and 0.99999

Electricity production from Renewable Energy and Nuclear :

Renewable Energy Source	Capacity: MW	Stabilisation share	Distribution profile	Estimated Production Tw/h/year	Correction factor	Estimated Post Correction production
Change Wind	40300	0	Change Portugal_Eolico.t	98,72	0.5261	143,14
Change Photo Voltaic	7750	0	Change Portugal_PV.txt	17,41	0.999999	34,07
Change Offshore Wind	49485	0	Change Portugal_Eolico.t	121,21	0.8429	263,65
Change Wave Power	4850	0	Change Portugal_CSP.txt	10,92	0.99999	23,09

Hydro Power :

Capacity: 31663 MW-e Annual Water supply: 60.89 Tw/h/year

Efficiency: 0.9 Distribution of water: Change Portugal_Hidro_Albufeira.txt

Storage: 12270 GWh Estimated annual production: 54.80 Tw/h/year

Pump Capacity: 11727 MW-e Storage difference: 0 GWh

Pump Efficiency: 0.9

Geothermal Power:

Capacity: 80 MW-e Distribution: Change const.txt

Efficiency: 0 Annual production: 0.70 Tw/h/year

Nuclear Power:

Capacity: 0 MW-e Distribution: Change SP-nuclear.txt

Efficiency: 0 Annual production: 0.00 Tw/h/year

```

graph LR
    HW[Hydro water] --> HS[Hydro storage]
    HS --> HPP[Hydro PP]
    HPP --> Grid[ ]
    GP[Geothermal power] --> Grid
    RE[RES electricity] --> Grid
    style Grid fill:none,stroke:none
  
```

Fig. 74 - Janela para o cenário 2 configuração Offshore

EnergyPLAN 9.0: C2PV

File Edit Help

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

ElectricityDemand DistrictHeating RenewableEnergy ElecStorage Cooling Individual Industry Transport Waste BiomassConversion

Loading Time = 00:00:00 Must be between 0 and 0.99999

Electricity production from Renewable Energy and Nuclear :

Renewable Energy Source	Capacity: MW	Stabilisation share	Distribution profile	Estimated Production TW/h/year	Correction factor	Estimated Post Correction production
Change Wind	40300	0	Change	Portugal_Eolico.t	0.5261	143,14
Change Photo Voltaic	55557	0	Change	Portugal_PV.txt	0.999999	288,18
Change Offshore Wind	750	0	Change	Portugal_Eolico.t	0.843	4,00
Change Wave Power	4850	0	Change	Portugal_CSP.txt	0.99999	23,09

Hydro Power :

Capacity: 31663 MW-e

Efficiency: 0.9

Storage: 12270 GWh

Pump Capacity: 11727 MW-e

Pump Efficiency: 0.9

Annual Water supply: 60.89 TW/h/year

Distribution of water: Change

Estimated annual production: 54.80 TW/h/year

Storage difference: 0 GWh

Geothermal Power:

Capacity: 80 MW-e

Efficiency: 0

Nuclear Power:

Capacity: 0 MW-e

Efficiency: 0

Distribution: Change

Annual production: 0.70 TW/h/year

SP-nuclear.txt

Annual production: 0.00 TW/h/year

```

graph LR
    HydroWater[Hydro water] --> HydroStorage[Hydro storage]
    HydroStorage --> HydroPP[Hydro PP]
    HydroPP --> RES[RES electricity]
    RES --> Geothermal[Geothermal power]
    Geothermal --> Output[ ]
    
```

Fig. 75 - Janela para o cenário 2 configuração PV

EnergyPLAN 9.0: C30ff

File Edit Help

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

ElectricityDemand DistrictHeating RenewableEnergy ElecStorage Cooling Individual Industry Transport Waste Biomass Conversion

Must be between 0 and 0.99999

Electricity production from Renewable Energy and Nuclear :

Renewable Energy Source	Capacity: MW	Stabilisation share	Distribution profile	Estimated Production TWh/year	Correction factor	Estimated Post Correction production
Change Wind	40300	0	Change Portugal_Eolico.t	98,72	0,5261	143,14
Change Photo Voltaic	7750	0	Change Portugal_PV.txt	17,41	0,999999	34,07
Change Offshore Wind	49485	0	Change Portugal_Eolico.t	121,21	0,8429	263,65
Change Wave Power	16113	0	Change Portugal_CSP.txt	36,29	0,999999	76,70

Hydro Power :

Capacity: 31663 MW-e

Efficiency: 0,9

Storage: 12270 GWh

Pump Capacity: 11727 MW-e

Pump Efficiency: 0,9

Annual Water supply: 60,89 TWh/year

Distribution of water: Change Portugal_Hidro_Albufeira.txt

Estimated annual production: 54,80 TWh/year

Storage difference: 0 GWh

Geothermal Power:

Capacity: 80 MW-e

Efficiency: 0

Distribution: Change const.txt

Annual production: 0,70 TWh/year

Nuclear Power:

Capacity: 0 MW-e

Efficiency: 0

Distribution: Change SP-nuclear.txt

Annual production: 0,00 TWh/year

```

graph LR
    HW[Hydro water] --> HS[Hydro storage]
    HS --> HPP[Hydro PP]
    HPP --> Grid[ ]
    RES[RES electricity] --> Grid
    Geo[Geothermal power] --> Grid
    style Grid fill:none,stroke:none
  
```

Fig. 76 - Janela para o cenário 3 configuração Offshore

EnergyPLAN 9.0: C3PV

File Edit Help

Must be between 0 and 0,99999

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

ElectricityDemand DistrictHeating RenewableEnergy ElecStorage Cooling Individual Industry Transport Waste Biomass Conversion

Electricity production from Renewable Energy and Nuclear :

Renewable Energy Source	Capacity: MW	Stabilisation share	Distribution profile	Estimated Production Tw/h/year	Correction factor	Estimated Post Correction production
Change Wind	40300	0	Change Portugal_Eolico.t	98,72	0.5261	143,14
Change Photo Voltaic	48607	0	Change Portugal_PV.txt	109,17	0.999999	213,67
Change Offshore Wind	750	0	Change Portugal_Eolico.t	1,84	0.843	4,00
Change Wave Power	16113	0	Change Portugal_CSP.txt	36,29	0.999999	76,70

Hydro Power :

Capacity: 31663 MW-e

Efficiency: 0.9

Storage: 12270 GWh

Pump Capacity: 11727 MW-e

Pump Efficiency: 0.9

Annual water supply: 60,89 Tw/h/year

Distribution of water: Change Portugal_Hidro_Albufeira.txt

Estimated annual production: 54,80 Tw/h/year

Storage difference: 0 GWh

Geothermal Power:

Capacity: 80 MW-e

Efficiency: 0

Nuclear Power:

Capacity: 0 MW-e

Efficiency: 0

Distribution: Change SP-nuclear.txt

Annual production: 0,00 Tw/h/year

Diagram:

```

graph LR
    HW[Hydro water] --> HS[Hydro storage]
    HS --> HPP[Hydro PP]
    RES[RES electricity] --> HS
    HS <--> HPP
    GP[Geothermal power] --> Output[ ]
    HPP --> Output
    style Output fill:none,stroke:none
  
```

Fig. 77 - Janela para o cenário 3 configuração PV

11. Anexo B – Resultados das simulações

The EnergyPLAN model 9.0

Input C1Off

Electricity demand (TWh/year):				Flexible demand		0,00	
Fixed demand	544,39	Fixed Impexp.	0,00	0,00			
Electric heating	0,00	Transportation	0,00	0,00			
Electric cooling	0,00	Total	544,39				
District heating (TWh/year)				Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand				0,00	0,00	0,00	0,00
Solar Thermal				0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)				0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP				0,00	0,00	0,00	0,00
Capacities				Efficiencies		Regulation Strategy:	
Group 2:				MW-e		KEOL regulation	
CHP	0	0	0,40	0,50	3,00	Minimum Stabilisation share	
Heat Pump	0	0	0,90			Stabilisation share of CHP	
Boiler	0	0	0,90			Minimum CHP gr 3 load	
Group 3:				MW		Minimum PP	
CHP	0	0	0,40	0,50	3,00	Heat Pump maximum share	
Heat Pump	0	0	0,90			Maximum import/export	
Boiler	0	0	0,90			Diet. Name: Portugal IMISEL.txt	
Condensing	0	0,45				Addition factor	
Heat storage: gr.2: 0 GWh				gr.3: 0 GWh		Multiplication factor	
Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent.	gr.3: 0,0 Per cent.		0,0 Per cent.		Dependency factor		0,00 EUR/MWh pr. MW
Electricity prod. from CSHP Waste (TWh/year)				Average Market Price		50 EUR/MWh	
Gr.1: 0,00 2,90	Gr.2: 0,00 2,33		Gr.3: 0,00 9,30		Gas Storage		0 GWh
Syngas capacity				0 MW		Biogas max to grid	
0 MW				0 MW		Various	
(TWh/year)				Coal Oil Ngas Biomass		Transport	
0,00 0,00 0,00				Household		0,00 0,00 0,00	
0,00 0,00 0,00				Industry		0,00 0,00 0,00	
0,00 0,00 0,00				Various		0,00 0,00 0,00	
CAES fuel ratio: 0,000							

WARNING!!: (1) Critical Excess; (2) PP/Import problem

Output

District Heating														Electricity		Exchange										
Demand		Production						Consumption				Production				Balance		Payment								
District heating	Waste+ Solar	Waste+ CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Waste+ Solar	Waste+ CSHP	DHP	CHP	HP	Stab-Load	Imp Exp	CEEP EEP	CEEP EEP	Imp Exp								
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	Million EUR								
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	71021	0	0	0	0	58868	5550	80	1654	0	100 16012 9161	593	181				
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69339	0	0	0	0	58843	5550	80	1654	0	100 13261 9649	483	285				
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	63730	0	0	0	0	61995	5550	80	1654	0	100 7489 13038	281	407				
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55996	0	0	0	0	53493	5550	80	1654	0	100 8548 12358	304	361				
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	55491	0	0	0	12	10 43656	5550	80	1654	0	100 16040 7487	616	226				
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	59206	0	0	0	0	53010	5550	80	1654	0	100 8183 9271	314	304				
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60713	0	0	0	0	62785	5550	80	1654	0	100 4733 14089	186	506				
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67030	0	0	0	0	50536	5550	80	1654	0	100 6898 7888	280	291				
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	59938	0	0	0	0	43844	5550	80	1654	0	100 13701 4891	585	193				
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	59316	0	0	0	0	85 51534	5550	80	1654	0	100 11887 12369	3 12365	529				
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	65517	0	0	0	96	78 60871	5550	80	1654	0	100 11247 13666	1 13665	432				
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62708	0	0	0	3	2 59052	5550	80	1654	0	100 8131 11758	0 11758	312				
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61975	0	0	0	18	15 54891	5550	80	1654	0	100 10497 10493	0 10493	Average price				
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69726	0	0	0	0	11727 103944	5550	80	1654	0	100 70154 63653	1663 62000	(EUR/MWh)				
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23659	0	0	0	0	1546	5550	80	1654	0	100 0	0 0	0	53 44			
Total for the whole year														92,20	92,17	0,00	92,17	0,00	92,17	4516	4098					
TWh/year														0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

FUEL BALANCE (TWh/year):														CO2 emission (Mt):										
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nucl	Hydro	Elec/gas Waste	CAES	Wind	PV	Offsh.	Hydro	Solar,Th.	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Netto	Total	Netto
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N.Gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,53	0,00	14,53	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	529,86	0,00	529,86	0,00	0,00
Nuclear	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	544,39	0,07	544,46	0,00	0,00

45 February 2015 15:27:10

Fig. 78 - Resultado da simulação do cenário 1 configuração offshore

The EnergyPLAN model 9.0

Input C2Off

Electricity demand (TWh/year):										Capacities Storage Efficiencies									
Fixed demand										MW-e									
Fixed Imp/exp.										MW-e									
Transportation										MW-e									
Electric cooling										MW-e									
Total										MW-e									
District heating (TWh/year)										MW-e									
District heating demand										MW-e									
Solar Thermal										MW-e									
Industrial CHP (CSHP)										MW-e									
Demand after solar and CSHP										MW-e									
Wind										MW-e									
Photo Voltaic										MW-e									
Offshore Wind										MW-e									
Wave Power										MW-e									
Hydro Power										MW-e									
Geothermal/Nuclear										MW-e									
Regulation Strategy:										Technical regulation no. 1									
KEOL regulation										00000									
Minimum Stabilisation share										0,00									
Stabilisation share of CHP										0,00									
Minimum CHP gr 3 load										0 MW									
Minimum PP										0 MW									
Heat Pump maximum share										0,50									
Maximum import/export										62500 MW									
Distr. Name :										Portugal MIBEL Ltd									
Addition factor										0,00 EUR/MWh									
Multiplication factor										1,00									
Dependency factor										EUR/MWh pr. MW									
Average Market Price										50 EUR/MWh									
Gas Storage										0 GWh									
Syngas capacity										0 MW									
Biogas max to grid										0 MW									
Fuel Price level:										Capacities Storage Efficiencies									
Hydro Pump:										MW-e									
Hydro Turbine:										MW-e									
Electrol. Gr.2:										MW-e									
Electrol. Gr.3:										MW-e									
Electrol. Trans.:										MW-e									
Ely. MicroCHP:										MW-e									
CAES fuel ratio:										MW-e									

Output WARNING!!: (1) Critical Excess; (2) PP/Import problem

District Heating										Electricity										Exchange																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
Demand					Production					Consumption					Production					Balance					Payment																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
Distr. heating					Waste+ Solar					Elec. demand					Elec. demand					Elec. demand					Elec. demand					Imp																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
MW					MW					MW					MW					MW					MW					Million EUR																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Input

C2PV

The EnergyPLAN model 9.0

Electricity demand (TWh/year):				Capacities				Efficiencies				Regulation Strategy:				Fuel Price level:				Capacities Storage Efficiencies						
Electric demand	Fixed demand	Flexible demand	0.00	Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther.	CHP	Heat Pump	Boiler	KEO regulation	Minimum stabilisation share	Stabilisation share of CHP	Minimum CHP gr 3 load	Minimum PP	Electrol. Gr.2:	Electrol. Gr.3:	Electrol. Trans.:	Electrol. Trans.:	Hydro Pump:	Hydro Turbine:	MW-e	GWh	elec.	Ther.
544.39	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
Electric heating	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
Electric cooling	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
District heating (TWh/year)				Group 3:	MW-e	Efficiencies				Minimum CHP gr 3 load	Minimum PP	Electrol. Gr.2:	Electrol. Gr.3:	Electrol. Trans.:	Electrol. Trans.:	Hydro Pump: <td>Hydro Turbine:</td> <td>MW-e</td> <td>GWh</td> <td>elec.</td> <td>Ther.</td>	Hydro Turbine:	MW-e	GWh	elec.	Ther.					
40300 MW	143.14 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
66887 MW	294.47 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
750 MW	4 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
6882 MW	32.76 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
31663 MW	54.8 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
80 MW	0.7 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
Demand after solar and CSH-P				Group 3:	MW-e	Efficiencies				Minimum CHP gr 3 load	Minimum PP	Electrol. Gr.2:	Electrol. Gr.3:	Electrol. Trans.:	Electrol. Trans.:	Hydro Pump: <td>Hydro Turbine:</td> <td>MW-e</td> <td>GWh</td> <td>elec.</td> <td>Ther.</td>	Hydro Turbine:	MW-e	GWh	elec.	Ther.					
40300 MW	143.14 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
66887 MW	294.47 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
750 MW	4 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
6882 MW	32.76 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
31663 MW	54.8 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
80 MW	0.7 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
Demand after solar and CSH-P				Group 3:	MW-e	Efficiencies				Minimum CHP gr 3 load	Minimum PP	Electrol. Gr.2:	Electrol. Gr.3:	Electrol. Trans.:	Electrol. Trans.:	Hydro Pump: <td>Hydro Turbine:</td> <td>MW-e</td> <td>GWh</td> <td>elec.</td> <td>Ther.</td>	Hydro Turbine:	MW-e	GWh	elec.	Ther.					
40300 MW	143.14 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
66887 MW	294.47 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
750 MW	4 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
6882 MW	32.76 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
31663 MW	54.8 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
80 MW	0.7 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
Demand after solar and CSH-P				Group 3:	MW-e	Efficiencies				Minimum CHP gr 3 load	Minimum PP	Electrol. Gr.2:	Electrol. Gr.3:	Electrol. Trans.:	Electrol. Trans.:	Hydro Pump: <td>Hydro Turbine:</td> <td>MW-e</td> <td>GWh</td> <td>elec.</td> <td>Ther.</td>	Hydro Turbine:	MW-e	GWh	elec.	Ther.					
40300 MW	143.14 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
66887 MW	294.47 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
750 MW	4 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
6882 MW	32.76 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
31663 MW	54.8 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
80 MW	0.7 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
Demand after solar and CSH-P				Group 3:	MW-e	Efficiencies				Minimum CHP gr 3 load	Minimum PP	Electrol. Gr.2:	Electrol. Gr.3:	Electrol. Trans.:	Electrol. Trans.:	Hydro Pump: <td>Hydro Turbine:</td> <td>MW-e</td> <td>GWh</td> <td>elec.</td> <td>Ther.</td>	Hydro Turbine:	MW-e	GWh	elec.	Ther.					
40300 MW	143.14 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
66887 MW	294.47 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
750 MW	4 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
6882 MW	32.76 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
31663 MW	54.8 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
80 MW	0.7 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
Demand after solar and CSH-P				Group 3:	MW-e	Efficiencies				Minimum CHP gr 3 load	Minimum PP	Electrol. Gr.2:	Electrol. Gr.3:	Electrol. Trans.:	Electrol. Trans.:	Hydro Pump: <td>Hydro Turbine:</td> <td>MW-e</td> <td>GWh</td> <td>elec.</td> <td>Ther.</td>	Hydro Turbine:	MW-e	GWh	elec.	Ther.					
40300 MW	143.14 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
66887 MW	294.47 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
750 MW	4 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
6882 MW	32.76 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
31663 MW	54.8 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
80 MW	0.7 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
Demand after solar and CSH-P				Group 3:	MW-e	Efficiencies				Minimum CHP gr 3 load	Minimum PP	Electrol. Gr.2:	Electrol. Gr.3:	Electrol. Trans.:	Electrol. Trans.:	Hydro Pump: <td>Hydro Turbine:</td> <td>MW-e</td> <td>GWh</td> <td>elec.</td> <td>Ther.</td>	Hydro Turbine:	MW-e	GWh	elec.	Ther.					
40300 MW	143.14 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
66887 MW	294.47 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
750 MW	4 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
6882 MW	32.76 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
31663 MW	54.8 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
80 MW	0.7 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
Demand after solar and CSH-P				Group 3:	MW-e	Efficiencies				Minimum CHP gr 3 load	Minimum PP	Electrol. Gr.2:	Electrol. Gr.3:	Electrol. Trans.:	Electrol. Trans.:	Hydro Pump: <td>Hydro Turbine:</td> <td>MW-e</td> <td>GWh</td> <td>elec.</td> <td>Ther.</td>	Hydro Turbine:	MW-e	GWh	elec.	Ther.					
40300 MW	143.14 TWh/year	0.00	0.00	0	0	0	0.40	0.50	3.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.00	0 MW	0 MW	0	0	0	0	11727	12000	0.90	0.90	0.80	0.10
66887 MW	294.47 TWh/year	0.0																								

The EnergyPLAN model 9.0

Input

C3Off

Electricity demand (TWh/year):										Capacities										Efficiencies										Regulation Strategy										Technical regulation no. 1										Fuel Price level:																																																																																																			
Flexible demand										0.00										Group 2:										MW-e										MJ/s										elec.										Ther.										KEOL regulation										00000										MW-e										GW-h										elec.										Ther.																													
Fixed Imp/exp										0.00										CHP										0										0										0.40										0.50										Minimum Stabilisation share										0.00										MW										0										MW										11727										12000										0.90									
Electric heating										0.00										Heat Pump										0										0										0.40										0.50										Stabilisation share of CHP										0.00										MW										0										MW										11727										12000										0.90									
Electric cooling										0.00										Boiler										0										0										0.90										Minimum CHP gr 3 load										0										MW										0										MW										11727										12000										0.90																			
District heating (TWh/year)										Gr.1										Gr.2										Gr.3										Sum										Minimum PP										0										MW										0										MW										11727										12000										0.90																													
District heating demand										0.00										0.00										0.00										0.00										Heat Pump maximum share										0.50										MW										0										MW										11727										12000										0.90																													
Solar Thermal										0.00										0.00										0.00										0.00										Maximum import-export										64.500										MW										0										MW										11727										12000										0.90																													
Industrial CHP (CSHP)										0.00										0.00										0.00										0.00										Dist. Name :										Portugal MIBEL Ltd										EUR/MWh										0										EUR										0.80																																																	
Demand after solar and CSHP										0.00										0.00										0.00										0.00										Addition factor										0.00										EUR/MWh										0										EUR										0.80																																																	
Wind										40300 MW										143.14 TWh/year										0.00										Grid										Heat-storage: gr.2:										0.00										MW										gr.3:										0.00										MW										0.00										EUR										0.80																			
Photo Voltaic										7920 MW										34.82 TWh/year										0.00										stabil-										Fixed Boiler: gr.2:										0.00										Per cent.										gr.3:										0.00										Per cent.										EUR										0.80																													
Offshore Wind										49485 MW										263.65 TWh/year										0.00										sation										Electricity prod. from										CSHP										Waste										(TWh/year)										EUR										0.80																																																	
Wave Power										22874 MW										108.68 TWh/year										0.00										share										Gr.1:										0.00										2.90										EUR										0.80																																																											
Hydro Power										31663 MW										54.8 TWh/year										0.00										2.33										EUR										0.80																																																																																									
Geothermal/Nuclear										80 MW										0.7 TWh/year										0.00										9.30										EUR										0.80																																																																																									

Output

WARNING!!: (1) Critical Excess; (2) PP/Import problem

District Heating										Electricity										Exchange																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
Demand					Production					Consumption					Production					Balance					Payment																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																					
District heating					Solar					CHP					HP					ELT					Boiler					EH					Ba-					Elec.					Flex.&					Transp.					HP					trousser					Elec.					Hy-					Geo-					Waste+					Stap-					Load					Imp					Exp					CEEP					EEP					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW					MW				

Fig. 82 - Resultado da simulação do cenário 3 configuração Offshore

Input C3PV										The EnergyPLAN model 9.0									
Electricity demand (TWh/year):										Regulation Strategy: Technical regulation no. 1									
Fixed demand										KEOL regulation									
Electric heating										Minimum stabilisation share									
Electric cooling										Stabilisation share of CHP									
District heating (TWh/year)										Minimum CHP gr 3 load									
District heating demand										Minimum pp									
Solar Thermal										Heat Pump maximum share									
Industrial CHP (CSHP)										Maximum import/export									
Demand after solar and CSHP										Distr. Name: Portugal MISEL.txt									
Wind										Addition factor									
Photo Voltaic										Dependency factor									
Offshore Wind										Average Market Price									
Wave Power										Gas Storage									
Hydro Power										Syngas capacity									
Geothermal/Nuclear										Biogas max to grid									
Output										WARNING!: (1) Critical Excess; (2) PP/Import problem									
Demand										Electricity									
District Heating										Production									
Distr. Heating										Balance									
Solar										Imp Exp									
Waste+ CHP										Imp Exp									
DHP										Imp Exp									
January										January									
February										February									
March										March									
April										April									
May										May									
June										June									
July										July									
August										August									
September										September									
October										October									
November										November									
December										December									
Average										Average									
Maximum										Maximum									
Minimum										Minimum									
Total for the whole year										Total for the whole year									
TWh/year										TWh/year									
0,00										0,00									
FUEL BALANCE (TWh/year):										FUEL BALANCE (TWh/year):									
DHP										DHP									
CHP2										CHP2									
CHP3										CHP3									
Boiler3										Boiler3									
Boiler2										Boiler2									
Boiler1										Boiler1									
GeoNu. Hydro										GeoNu. Hydro									
GeoNu. Biomass										GeoNu. Biomass									
N. Gas										N. Gas									
Renewable										Renewable									
H2 etc.										H2 etc.									
Nuclear										Nuclear									
Total										Total									
0,00										0,00									

Fig. 83 - Resultado da simulação do cenário 3 configuração PV

12. Anexo C – Resultados da simulações

Tabela 17 - Resultados da simulações do cenário 1 configuração *offshore*

Offshore	Instalação			O&M (M€)	Import/export (M€)	Linhas transmissão				Total (M€)	Custo Investimento Sistema Existente (M€)	Custo Total Anual (M€)	€/kWh
	P_adicional	Custo M€/GW	Custo final			P_adicional	Custo M€/GW	O&M (M€)	Custo Final				
0%	0	130	0,00	2179	14970	0	12	8	0	17149,00	7777,00	24926,00	0,0458
10%	5488	130	713,44	2519	13552	9000	12	8	180	16964,44	7777,00	24741,44	0,0454
20%	10976	130	1426,88	2860	12139	14500	12	8	290	16715,88	7777,00	24492,88	0,0450
30%	16464	130	2140,32	3200	10726	20000	12	8	400	16466,32	7777,00	24243,32	0,0445
40%	21952	130	2853,76	3540	9311	25500	12	8	510	16214,76	7777,00	23991,76	0,0441
50%	27440	130	3567,20	3881	7895	31000	12	8	620	15963,20	7777,00	23740,20	0,0436
60%	32928	130	4280,64	4221	6480	36000	12	8	720	15701,64	7777,00	23478,64	0,0431
70%	38416	130	4994,08	4561	5064	41500	12	8	830	15449,08	7777,00	23226,08	0,0427
80%	43904	130	5707,52	4901	3650	47000	12	8	940	15198,52	7777,00	22975,52	0,0422
90%	49392	130	6420,96	5242	2235	52500	12	8	1050	14947,96	7777,00	22724,96	0,0417
100%	54880	130	7134,40	5582	818	58000	12	8	1160	14694,40	7777,00	22471,40	0,0413

Tabela 18 - Resultados da simulações do cenário 1 configuração PV

PV	Instalação			O&M (M€)	Import/export (M€)	Linhas transmissão				Total (M€)	Custo Investimento Sistema Existente (M€)	Custo Total Anual (M€)	€/kWh
	P_adicional	Custo M€/GW	Custo final			P_adicional	Custo M€/GW	O&M (M€)	Custo Final				
0%	0,0	63	0,00	2179	14970	0	12	8	0	17149,00	7777,00	24926,00	0,0458
10%	6509,6	63	410,10	2233	13464	10500	12	8	210	16317,10	7777,00	24094,10	0,0443
20%	13019,2	63	820,21	2288	11959	17000	12	8	340	15407,21	7777,00	23184,21	0,0426
30%	19528,8	63	1230,31	2342	10455	23500	12	8	470	14497,31	7777,00	22274,31	0,0409
40%	26038,4	63	1640,42	2396	8951	30500	12	8	610	13597,42	7777,00	21374,42	0,0393
50%	32548,0	63	2050,52	2450	7447	37000	12	8	740	12687,52	7777,00	20464,52	0,0376
60%	39057,6	63	2460,63	2504	5944	43500	12	8	870	11778,63	7777,00	19555,63	0,0359
70%	45567,2	63	2870,73	2558	4440	50000	12	8	1000	10868,73	7777,00	18645,73	0,0343
80%	52076,8	63	3280,84	2613	2936	57000	12	8	1140	9969,84	7777,00	17746,84	0,0326
90%	58586,4	63	3690,94	2667	1432	63500	12	8	1270	9059,94	7777,00	16836,94	0,0309
100%	65096,0	63	4101,05	2721	-72	70000	12	8	1400	8150,05	7777,00	15927,05	0,0293

Tabela 19 - Resultados da simulações do cenário 2 configuração offshore

Offshore	Instalação			O&M (M€)	Import/export (M€)	Linhas transmissão				Total (M€)	Custo Investimento Sistema Existente (M€)	Custo Total Anual (M€)	€/kWh
	P_adicional	Custo M€/GW	Custo final			P_adicional	Custo M€/GW	O&M (M€)	Custo Final				
0%	0	130	0,00	2498	13264	0	12	8	0	15762,00	8276,00	24038,00	0,0442
10%	4874	130	633,56	2800	12009	15500	12	8	310	15752,56	8276,00	24028,56	0,0441
20%	9747	130	1267,11	3103	10755	20000	12	8	400	15525,11	8276,00	23801,11	0,0437
30%	14621	130	1900,67	3405	9500	25000	12	8	500	15305,67	8276,00	23581,67	0,0433
40%	19494	130	2534,22	3707	8244	29500	12	8	590	15075,22	8276,00	23351,22	0,0429
50%	24368	130	3167,78	4009	6985	34500	12	8	690	14851,78	8276,00	23127,78	0,0425
60%	29241	130	3801,33	4311	5729	39500	12	8	790	14631,33	8276,00	22907,33	0,0421
70%	34115	130	4434,89	4613	4472	44000	12	8	880	14399,89	8276,00	22675,89	0,0417
80%	38988	130	5068,44	4916	3215	49000	12	8	980	14179,44	8276,00	22455,44	0,0412
90%	43862	130	5702,00	5218	1959	54000	12	8	1080	13959,00	8276,00	22235,00	0,0408
100%	48735	130	6335,55	5520	702	58500	12	8	1170	13727,55	8276,00	22003,55	0,0404

Tabela 20 - Resultados da simulações do cenário 2 configuração PV

PV	Instalação			O&M (M€)	Import/export (M€)	Linhas transmissão				Total (M€)	Custo Investimento Sistema Existente (M€)	Custo Total Anual (M€)	€/kWh
	P_adicional	Custo M€/GW	Custo final			P_adicional	Custo M€/GW	O&M (M€)	Custo Final				
0%	0,0	63	0,00	2498	13264	0	12	8	0	15762,00	8276,00	24038,00	0,0442
10%	5780,7	63	364,18	2546	11930	16500	12	8	330	15170,18	8276,00	23446,18	0,0431
20%	11561,4	63	728,37	2594	10595	22500	12	8	450	14367,37	8276,00	22643,37	0,0416
30%	17342,1	63	1092,55	2643	9259	28000	12	8	560	13554,55	8276,00	21830,55	0,0401
40%	23122,8	63	1456,74	2691	7924	34000	12	8	680	12751,74	8276,00	21027,74	0,0386
50%	28903,5	63	1820,92	2739	6588	40000	12	8	800	11947,92	8276,00	20223,92	0,0371
60%	34684,2	63	2185,10	2787	5252	46000	12	8	920	11144,10	8276,00	19420,10	0,0357
70%	40464,9	63	2549,29	2835	3917	52000	12	8	1040	10341,29	8276,00	18617,29	0,0342
80%	46245,6	63	2913,47	2883	2582	57500	12	8	1150	9528,47	8276,00	17804,47	0,0327
90%	52026,3	63	3277,66	2931	1247	63500	12	8	1270	8725,66	8276,00	17001,66	0,0312
100%	57807,0	63	3641,84	2979	-89	69500	12	8	1390	7921,84	8276,00	16197,84	0,0298

Tabela 21 - Resultados da simulações do cenário 3 configuração *offshore*

Offshore	Instalação			O&M (M€)	Import/export (M€)	Linhas transmissão				Total (M€)	Custo Investimento Sistema Existente (M€)	Custo Total Anual (M€)	€/kWh
	P_adicional	Custo M€/GW	Custo final			P_adicional	Custo M€/GW	O&M (M€)	Custo Final				
0%	0	130	0,00	3268	9335	0	12	8	0	12603,00	9508	22111,00	0,0406
10%	3445	130	447,81	3481	8449	30000	12	8	600	12977,81	9508	22485,81	0,0413
20%	6889	130	895,62	3694	7562	33500	12	8	670	12821,62	9508	22329,62	0,0410
30%	10334	130	1343,43	3908	6675	36500	12	8	730	12656,43	9508	22164,43	0,0407
40%	13779	130	1791,24	4122	5787	40000	12	8	800	12500,24	9508	22008,24	0,0404
50%	17224	130	2239,06	4335	4900	43500	12	8	870	12344,06	9508	21852,06	0,0401
60%	20668	130	2686,87	4549	4013	47000	12	8	940	12188,87	9508	21696,87	0,0399
70%	24113	130	3134,68	4762	3123	50000	12	8	1000	12019,68	9508	21527,68	0,0395
80%	27558	130	3582,49	4976	2234	53500	12	8	1070	11862,49	9508	21370,49	0,0393
90%	31002	130	4030,30	5190	1346	57000	12	8	1140	11706,30	9508	21214,30	0,0390
100%	34447	130	4478,11	5403	458	60500	12	8	1210	11549,11	9508	21057,11	0,0387

Tabela 22 - Resultados da simulações do cenário 3 configuração PV

PV	Instalação			O&M (M€)	Import/export (M€)	Linhas transmissão				Total (M€)	Custo Investimento Sistema Existente (M€)	Custo Total Anual (M€)	€/kWh
	P_adicional	Custo M€/GW	Custo final			P_adicional	Custo M€/GW	O&M (M€)	Custo Final				
0%	0,0	63	0,00	3268	9335	0	12	8	0	12603,00	9508,00	22111,00	0,0406
10%	4085,7	63	257,40	3301	8394	30500	12	8	610	12562,40	9508,00	22070,40	0,0405
20%	8171,4	63	514,80	3335	7449	35000	12	8	700	11998,80	9508,00	21506,80	0,0395
30%	12257,1	63	772,20	3369	6506	39000	12	8	780	11427,20	9508,00	20935,20	0,0385
40%	16342,8	63	1029,60	3403	5562	43000	12	8	860	10854,60	9508,00	20362,60	0,0374
50%	20428,5	63	1287,00	3437	4617	47500	12	8	950	10291,00	9508,00	19799,00	0,0364
60%	24514,2	63	1544,39	3471	3674	51500	12	8	1030	9719,39	9508,00	19227,39	0,0353
70%	28599,9	63	1801,79	3505	2730	55500	12	8	1110	9146,79	9508,00	18654,79	0,0343
80%	32685,6	63	2059,19	3539	1837	59500	12	8	1190	8625,19	9508,00	18133,19	0,0333
90%	36771,3	63	2316,59	3573	842	64000	12	8	1280	8011,59	9508,00	17519,59	0,0322
100%	40857,0	63	2573,99	3607	-102	68000	12	8	1360	7438,99	9508,00	16946,99	0,0311